

# **Evaluación de normas de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia para la determinación de índices de conexión**

Darwin Aguirre Colorado

# **Evaluación de normas de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia para la determinación de índices de conexión**

Darwin Aguirre Colorado

Trabajo de grado presentado como requisito  
parcial para optar al título de  
Magister en Ingeniería Eléctrica

Pereira, 2020

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica.

Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos



Evaluación de normas de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia para la determinación de índices de conexión  
©Darwin Aguirre Colorado

Director: PhD Ramón Alfonso Gallego Rendón

Pereira, 2020

Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

Alamos. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(036-3137154)

*www.utp.edu.co*

Versión web disponible en: *<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/>*

# Agradecimientos

A Dios, por darme la oportunidad.

A mi madre, por su gran e inigualable compañía, por su gran amor y fe en que todo puede ser mejor.

Al ingeniero Ramón A. Gallego, por el acompañamiento generoso y por enseñarme grandes valores profesionales.

Al ingeniero Ricardo A. Hincapié, por su inmensa dedicación, por esa facultad de impartir sus conocimientos.

A mis compañeros Daniel, Felipe, Victor, Laura, Daniela, Julian Eduardo, Juan Fernando, Fabio, Adrian, a todos los compañeros del Grupo ESEP, gracias por su ayuda incondicional.

A todos los profesores de la maestría, gracias por su apoyo, compromiso y experiencias compartidas.

# Resumen

En éste trabajo de investigación se presenta una evaluación de la normativa colombiana sobre las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para la determinación de índices de conexión. El estudio considera generadores fotovoltaicos con almacenamiento.

En la formulación del problema se tienen en cuenta las leyes y regulaciones vigentes, en gran medida de la resolución CREG 030 de 2018; en el cual se propone un modelo matemático que usa la teoría de juegos y establece un juego no cooperativo entre los operadores de red y los usuarios, éstos últimos tratados como generadores distribuidos o auto generadores de pequeña escala.

Como método de solución, se emplea el algoritmo genético modificado de Chu-Beasley para la ubicación óptima de generadores distribuidos; con el cual se evalúa cada decisión de los jugadores y se construye la matriz de pagos. Posteriormente, de acuerdo a una serie de criterios técnicos y financieros determinar el Equilibrio de Nash.

Como sistemas de prueba se utilizan, 2 circuitos implementados en la literatura especializada, sistema IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2 y sistema IEEE de 136 nodos nivel de tensión 3. Para un análisis complementario se usan dos circuitos colombianos nivel de tensión 1, el primero de 46 nodos y el segundo de 215 nodos; con los cuales se puede evidenciar que las normas actuales fomentan las FNCER en el territorio nacional, y que la inclusión de la generación distribuida en niveles 1, 2 y 3, podría mejorarse siempre que se aumente el índice de conexión en el circuito.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>7</b>
1.1. Estado del arte . . . . .	7
1.1.1. Contexto nacional . . . . .	8
1.1.2. Contexto internacional . . . . .	17
1.2. Estructura del documento . . . . .	19
1.3. Aportes del proyecto . . . . .	19
<b>2. Planteamiento del problema</b>	<b>21</b>
2.1. Aspectos generales . . . . .	21
2.2. Formulación matemática . . . . .	22
2.2.1. Modelo matemático 1 . . . . .	22
2.2.2. Modelo matemático 2 . . . . .	24
<b>3. Metodología de solución</b>	<b>26</b>
3.1. Algoritmo genético modificado de Chu-Beasley . . . . .	26
3.1.1. Algoritmo del método de Chu-Beasley: . . . . .	27
3.1.2. Parámetros usados en el algoritmo . . . . .	28
3.1.3. Codificación . . . . .	29
3.1.4. Función objetivo . . . . .	29
3.1.5. Heurísticas utilizadas . . . . .	31
3.2. Curva de demanda y de generación . . . . .	32
3.3. Valoración de los beneficios de las FNCER . . . . .	33
3.3.1. Alternativas de comercialización de la GD . . . . .	34
3.3.2. Alternativas de comercialización de la AGPE con FNCER . . . . .	36
3.4. Valoración beneficio costo . . . . .	38
3.4.1. Valoración B/C de GD . . . . .	39
3.4.2. Valoración B/C de AGPE . . . . .	39

3.4.3. Valoración B/C del OR . . . . .	39
3.5. Teoría de Juegos . . . . .	41
3.6. Diagrama de flujo para la metodología aplicada . . . . .	42
<b>4. Resultados</b>	<b>45</b>
4.1. Sistemas de prueba . . . . .	45
4.1.1. Sistema IEEE de 33 nodos . . . . .	45
4.1.2. Sistema IEEE de 136 nodos . . . . .	46
4.1.3. Red de distribución de 46 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia . . . . .	46
4.1.4. Red de distribución de 215 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia . . . . .	46
4.2. Caracterización de los generadores . . . . .	46
4.3. Análisis de resultados . . . . .	47
4.3.1. Sistema IEEE de 33 nodos . . . . .	49
4.3.2. Sistema IEEE de 136 nodos . . . . .	54
4.3.3. Red de distribución de 46 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia . . . . .	59
4.3.4. Red de distribución de 215 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia . . . . .	64
<b>5. Conclusiones</b>	<b>71</b>
<b>A. Sistemas IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2</b>	<b>77</b>
<b>B. Sistema IEEE de 136 nodos nivel de tensión 3</b>	<b>79</b>
<b>C. Sistema colombiano de 46 nodos nivel de tensión 1</b>	<b>86</b>
<b>D. Sistema colombiano de 215 nodos nivel de tensión 1</b>	<b>88</b>

# Glosario de definiciones

**Autogeneración:** Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, éstos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

**Cogeneración:** Producción combinada de energía eléctrica y térmica que hace parte de una actividad productiva, es importante presentar esta definición dado que el objeto de investigación será basado en aquellos que son fotovoltaicos puros.

**Creditos de energía:** Cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un periodo de facturación.

**Potencia instalada de generación:** Valor declarado al Centro Nacional de Despacho (CND), por el generador distribuido en el momento del registro de la frontera de generación expresado en MW, con una precisión de cuatro decimales. Éste valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación. Para los AGPE éste valor corresponde al nominal del sistema de autogeneración declarado al OR durante el proceso de conexión.



# Glosario de abreviaciones

$AG :$	Algoritmo Genético.
$AGPE :$	Autogenerador de pequeña escala, con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la resolución UPME 281 de 2015, el cual se describe como 5 MW.
$ASIC :$	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
$B_{GD}$	Beneficio total de los Generadores Distribuidos en el circuito y representa las ventas durante el ciclo de vida del proyecto.
$B_{AGPE}$	Beneficio total de los Auto Generadores de Pequeña Escala en el circuito, durante el ciclo de vida del proyecto.
$B_{ORsFNCER}$	Beneficio del Operador de Red integrado con el Comercializador sin FNCER.
$B_{ORcFNCER}$	Beneficio del Operador de Red integrado con el Comercializador con FNCER.
$B/C_n :$	Relación beneficio costo, donde n pueden ser los GD, AGPE, y OR con o sin FNCER.
$CUv :$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, del comercializador que lo atiende, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado. [1]
$Cv :$	Margen de comercialización en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

$C_{GD}$	Costo total de los Generadores Distribuidos en el circuito y representa el costo inicial de instalación.
$C_{AGPE}$	Costo total de los Auto Generadores de Pequeña Escala en el circuito y representa el costo inicial de instalación.
$C_{ORsFNCER}$	Costo del Operador de Red integrado con el Comercializador sin FNCER.
$C_{ORcFNCER}$	Costo del Operador de Red integrado con el Comercializador con FNCER.
$D :$	Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
$D_{max} :$	Demanda máxima.
$ENP :$	Equilibrio de Nash Perfecto.
$Exp1_{i,j,n,f-1} :$	Sumatoria de la exportación de energía del AGPE durante cada hora del periodo f-1, en kWh. Éste variable puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,n,f-1}$ .
$Exp2_{h,i,j,n,f-1} :$	Exportación horaria de energía del AGPE durante cada hora del periodo f-1, en kWh que supera $Imp_{i,j,n,f-1}$ .
$Fe_{j,n-1} :$	Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n, n es 3 o 2, y el nivel de tensión 1 del $OR_j$ MWh-año.
$Fe_{j,1} :$	Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 1 del $OR_j$ MWh-año.
$Fe_{j,n-2}$	Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n, n es STN, 4 o 3, y el nivel de tensión 2 $OR_j$ , MWh-año.
$Fe_{j,2}$	Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 2 del $OR_j$ , MWh-año.
$Fe_{j,n-3}$	Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n, n es STN o 4, y el nivel de tensión 3 $OR_j$ , MWh-año.
$Fe_{j,3}$	Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 3 del $OR_j$ , MWh-año. En el caso que no existan flujo de energía a éste nivel, la variable tomará el valor de 1.

$FE$	Función de Evaluación.
$FNCER :$	Fuente no convencional de energía eléctrica renovable.
$F.O :$	Función objetivo.
$G_{max} :$	Generación máxima.
$G_{m-1,i,j} :$	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes $m$ , del Comercializador Minorista $i$ , en el Mercado de Comercialización $j$ , mientras se adoptan las disposiciones finales, éste valor debe ser calculado por el $OR_j$ tal como se presenta en el anexo 2 de la resolución CREG030.
$GD :$	Generador distribuido. Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.
$Imp_{i,j,n,f-1} :$	Sumatoria de la importación de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$ , en kWh.
$MEM :$	Mercado de Energía Mayorista.
$N_{Int}$	Número total de nodos con FNCER en el circuito.
$OR :$	Operador de Red.
$P_{pc}$	Porcentaje potencia instalada respecto al punto de conexión.
$P_{GD_i} :$	Potencia activa del generador distribuido $i$ .
$P_{AGPE_k} :$	Potencia activa del autogenerador de pequeña escala $k$ .
$P_{4,R,m,t}$	Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR $R$ , en el mes $m$ del año $t$ , según lo establecido en el numeral 1.1.1 de la resolución CREG 015 de 2018.
$P_{n,m-1,j} :$	Valor de las pérdidas técnicas en el sistema del $OR_j$ acumuladas hasta el nivel de tensión $n$ , para el mes $m$ , de facturación.
$P_{j,n-2}$	Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 al $n$ ( $n$ es STN o 4) del mismo OR e iguales a 0,23%.

$P_{j,STN-3}$	Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del niveles de tensión 3 al STN e iguales a 0,23 %.
$P_{n,m-1,i,j} :$	Es igual a la variable $PR_{n,m-1,i,j}$ menos la variable $CPR_{j,m-1}$ definidas en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
$Pe_{j,2,t}$	Índice de pérdidas reconocidas para el $OR_j$ en el nivel de tensión 2, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la resolución CREG 015 de 2018.
$Pe_{j,3,t}$	Índice de pérdidas reconocidas para el $OR_j$ en el nivel de tensión 3, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la resolución CREG 015 de 2018.
$PB :$	Precio de bolsa horario de las horas del periodo f-1, en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado.
$PC :$	Punto de conexión del GD o AGPE, aquel lugar donde se ejecuta la conexión física, esta delimitado por la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita.
$PR_{n,m,i,j} :$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
$PRT_{e_{n,j,t}} :$	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión $n$ del $OR_j$ al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.
$PT_{inst}$	Potencia total instalada en el circuito.
$PT_{j,1} :$	Índice de pérdidas técnicas del $OR_j$ del nivel de tensión 1 según la tabla 6.2 del documento “Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1” de la Circular CREG 052 de 2010 o las definidas en las resoluciones particulares con base en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.
$PVgd_{h,m,n,i,j} :$	Precio venta de la generación distribuida en la hora $h$ del mes $m$ en el nivel de tensión $n$ al comercializador $i$ en el mercado de comercialización $j$ , en \$/kWh.

$R_{m,i}$ :	Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
$Rd$	Reducción de la relación beneficio costo del Operador de Red integrado con el Comercializador.
$Rr_{m-1,i}$ :	Costo de Restricciones del sistema incluidas en la variable $R_{m,i}$ , en \$/kWh, de la cual trata la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique o sustituya. En éste costo no se incluye ninguno distinto al de restricciones del sistema.
$SDL$ :	Sistema de Distribución Local.
$SIN$ :	Sistema Interconectado Nacional.
$T_m$ :	Costo por uso del STN en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
$VE_{i,j,n,f}$ :	Valoración del excedente del AGPE, en \$, en el periodo f. Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.
$ZNI$ :	Zonas no interconectadas.

# Capítulo 1

## Introducción

Las FNCE (Fuentes No Convencionales de Energía) han sido incorporadas a los modelos económicos y financieros colombianos como un elemento fundamental de la matriz energética, lo cual apunta a lograr la eficiencia en la distribución del recurso energético y la disminución del impacto ambiental.

Para la integración de las FNCE se ha dispuesto por parte de las entidades administrativas del sector eléctrico las leyes 142 y 143 del 1994, que establecen los aspectos vitales para los servicios públicos y la energía eléctrica como bien común. Sin embargo, estas leyes no son suficientes para su libre implementación en el territorio nacional, por lo cual se han definido diferentes lineamientos para su estructuración, como aspectos normativos, regulatorios y técnicos. [2] [3]

Algunos de los aspectos regulatorios afectan de manera directa a todos los agentes en un sistema de distribución de energía eléctrica, y dentro de ellos destaca la capacidad máxima de integración de las FNCE en un circuito; por lo tanto, es necesario realizar una evaluación de la regulación desde el punto de vista de los OR y de los usuarios, ante una integración progresiva de las energías renovables en Colombia.

A continuación, se presenta el estado del arte para la implementación de las FNCE en el territorio colombiano, así como aquellas lecturas referentes que abordan la problemática de la integración de las FNCE de manera técnica.

### 1.1. Estado del arte

La revisión del estado se realiza en dos contextos, el primero nacional, en donde se analizan los aspectos más relevantes correspondientes a las leyes y resoluciones emitidas por las

entidades gubernamentales de Colombia; el segundo contexto es internacional, en donde se destacan, artículos, trabajos de grado y literatura especializada, que sirven de aporte para el objeto del presente documento.

### 1.1.1. Contexto nacional

Los aspectos normativos que establecen la metodología para la actividad de generación cercana a los centros de consumo, se divide en dos tipos, legislativo y regulatorio; las entidades gubernamentales a cargo son el Congreso de la República de Colombia y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La apertura para la integración de las FNCE en Colombia da inicio con la legislación de la “*Ley 1715 del 2014*”. A continuación, se presentan algunos aspectos relevantes.

#### \* Ley 1715 del 2014

*“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”* [4]

Esta ley tiene como objeto promover el desarrollo de las FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante su integración en el mercado eléctrico nacional, su participación en las zonas no interconectadas, y usarlas como medio de sostenibilidad y desarrollo, mitigando el impacto ambiental, con éste mismo principio mejorar la gestión energética y respuesta a la creciente demanda.

Esta ley tiene como finalidad, establecer los marcos legales e instrumentos que promuevan el aprovechamiento de las FNCE, el fomento para la inversión en desarrollo e investigación en todos los temas referentes a las energías renovables; así como todo el marco político que permita implementar y establecer las líneas de acción para dar cumplimiento de los compromisos adquiridos en los estatutos de la agencia internacional de energía renovables “IRENA”, mediante la ley 1665 de 2013 y todas sus finalidades. [5]

Algunas de las finalidades particulares son, establecer la cooperación y coordinación del sector privado, público y el usuario, en pro del desarrollo de las FNCE y de la gestión energética; establecer incentivos para la inversión, que incluyen entre otras cosas definir las políticas públicas e instrumentos de incentivos tributarios, arancelarios y contables, también proponer el cargo del estado en cada uno de sus grados para asegurar el impulso de las FNCE e incursión en la matriz energética colombiana, y como aspecto importante fija las bases legales para el cumplimiento de esta.

Una de las características fundamentales de la ley 1715 es la “*Declaratoria de utilidad pública e interés social*”, con la cual se define las FNCE y la eficiencia energética, como elementos participativos de alta importancia dentro del abastecimiento de energía y conservación de los recursos naturales.

La Ley 1715 2014 brinda definiciones acerca de: Respuesta a la demanda, eficiencia energética, medidor bidireccional, desarrollo sostenible y la definición a diferentes fuentes de generación renovable, entre otros.

En el artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 se puede evidenciar las *competencias administrativas* que el gobierno asigna a las entidades competentes en el estado, a continuación, describen aquellas relevantes para la presente investigación.

- Ley 1715 2014 obliga al **Ministerio de Minas y Energía**, entre otras cosas, a expedir los lineamientos políticos en materia generación mediante las FNCE en ZNI, la entrega de excedentes energéticos, así como el funcionamiento del “*Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía*”; también a definir los reglamentos técnicos para regir los GD o AGPE y participar en la elaboración de planes a fomento de FNCE y eficiencia energética.
- La **Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG)** debe establecer los procedimientos simplificados para la entrada en operación de los AGPE y GD, conforme a la leyes definidas para tal fin y definir los instrumentos regulatorios para incentivar la eficiencia energética.
- La **Unidad de Planeación Minero-energética (UPME)** debe mantener actualizado el listado de fuentes que sean consideradas no convencionales, debe definir la potencia máxima del AGPE e integrar elementos para la divulgación en todo el territorio.
- El **Ministerio de Hacienda y Crédito Público** debe otorgar incentivos u otras ayudas a Universidades, ONG o entidades sin ánimo de lucro para el fomento a la investigación en trabajo conjunto con Colciencias, así como a planes realizados con el Ministerio de Minas y Energía y/o el Ministerios de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Para el **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)** la ley 1715 otorga las funciones de competencia para implementar en las políticas ambientales, los criterios referentes a las FNCE y gestión eficiente de la energía. Dentro de sus funciones fundamentales se encuentra, “*Establecer el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficios ambientales, para el otorgamiento de*



*los beneficios tributarios por el uso de FNCE*”, también otorgar las certificaciones a las organizaciones en cuanto a huella de carbono. Lo anterior permite a todos aquellos que sean beneficiarios de estas certificaciones poder acceder a retribuciones por su aporte para con el estado, de acuerdo a las definiciones del ministerio de minas y energía.

- La ley 1715 obliga a la **Autoridad Nacional de licencias Ambientales (ANLA)** a establecer un periodo de evaluación rápido, para aquellos proyectos que requieren de ampliación o adaptaciones a redes eléctricas, en pro de contribuir con el desarrollo sostenible de la respuesta a la creciente demanda del recurso energético.
- Las **Corporaciones Auntonomas Regionales** pueden adelantar e impulsar proyectos de generación por medio de FNCE, estas corporaciones deben brindar un periodo de evaluación rápido para concesiones, permisos o autorizaciones para el desarrollo de proyectos en caminados a estas fuentes o de eficiencia energética, también quedan estrictamente ligadas a trabajar bajo los lineamientos de gestión energética eficiente y los planes para la implementación de FNCE, estas deben presentar un reporte de sus adelantos así como de los logros obtenidos.

En el capítulo 2 de la ley 1715 se pueden comprender los términos en cuanto a *“Disposiciones para la generación de electricidad con FNCE y la gestión eficiente de la energía”*; con ello el gobierno planea promover todo los lineamientos para que estas se puedan llevar a cabo y apuntar a la disminución de impactos ambientales, el artículo 7 incursiona en la *“promoción de la auto-generación a pequeña y gran escala y la generación distribuida”* y plantea los mecanismos necesario para su propósito.

El principal mecanismo, es autorizar a los GD o AGPE a la entrega de excedentes de energía en cualquier nivel de tensión según sea la capacidad de generación, éstos deberán ser registrados por un medidor bidireccional el cual puede ser de bajo costo y de fácil instalación, con el fin de reducir los costos en sistemas residenciales, únicamente deben cumplir lo establecido en la resolución CREG 038 de 2014, éstos excedente se denominaran *“créditos de energía”* y posterior se deberá crear un régimen tarifario para la suficiencia energética.

Para la venta de energía por medio de GD, se tendrá en cuenta los beneficios que éste traerá para los sistemas de distribución, entre los cuales se encuentra el mejoramiento de pérdidas técnicas, aumento de la vida útil de activos o soporte para compensación de energía reactiva.

Los créditos de energía pueden entrar en un marco de negocio, en cual se pueden vender los mismos o sus derechos asociados a su posesión, con cualquier persona natural o jurídica, dentro del sector público-privado; para ello la UPME deberá generar un plan de divulgación pública para sobre los procedimientos y requisitos.

Para las zonas no interconectadas, la Ley 1715 de 2014 presenta la necesidad de incentivos para los prestadores del servicio que mediante el uso de combustibles fósiles suplen la demanda local, para que paulatinamente realicen una migración a utilizar FNCER como insumo elemental, éstos beneficios se evaluarán de acuerdo al costo beneficio resultante de incentivo vs ahorro, entre el Diésel y la FNCER, el cual será descrito de forma técnica de acuerdo a la regulación emitida por la CREG.

La ley 1715 de 2014 crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), los recursos que en estén recaen provienen de la Nación, entidades público privadas, nacionales e internacionales. Con éste fondo se podrán financiar proyectos que sean dirigidos a estratos 1, 2 y 3. En el capítulo 3 de esta ley, se presentan los *incentivos a la inversión en proyectos de FNCE* o eficiencia energética, aquellos como incentivo a la investigación y desarrollo, todo aquel obligado a declarar renta, tendrán derecho a reducir su contribución hasta en un 50 % del valor de inversión por los 5 años siguientes; cabe resaltar que nunca podrá ser superior al 50 % de total de su declaración liquidada antes de la inversión. Para acceder a éste incentivo debe adquirir la licencia mencionada anteriormente y cedida por el MADS.

La reducción al impuesto tributarios IVA es uno de los beneficios adquiridos; todos los equipos o elementos utilizados en el proceso de pre-inversión e inversión, estarán exentos de éste tributo, para ello la UPME debe presentar la lista de artículos que son permitidos. Como incentivo arancelario, todas aquellas personas naturales o jurídicas, que poseen una pre-inversión o inversión en un proyecto de FNCE o de eficiencia energética, podrán beneficiarse de exención del pago por aquellos elementos que de alguna u otra forma solo pueden ser importados, para adquirir éste beneficio debe solicitarse ante la DIAN, 15 días antes a la importación.

Como incentivo contable, esta ley anuncia la creación de esquema de depreciación acelerado de activos, es decir, todos los elementos utilizados en la pre-inversión, inversión y puesta en operación de FNCE o eficiencia energética, tendrá una tasa anual no mayor al 20 % como tasa global de depreciación.

En el capítulo 4 “*Del desarrollo y promoción de las FNCER*”, se muestran las características para que algunas fuentes de energía sean aplicables al listado de FNCER, dentro de las cuales y para efectos de la presente investigación se destaca el artículo 19 “*Desarrollo de Energía Solar*”, por lo cual se asigna al Ministerio de Minas y Energía, al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y al Ministerio de Vivienda, para fomentar el aprovechamiento del recurso solar. Con el mismo objetivo se insta al MME aquel que designara a la entidad encargada para determinar las características de conexión y procesos de vinculación y que solo el MADS puede emitir los conceptos técnicos ambientales para las licencias.

En el capítulo 5 se presenta el *“Del desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía”*, para lo cual se define el Programa del Uso Racional y Eficiente de la energía (PROURE), en el cual se insta a las entidades antes mencionadas para cumplir con sus funciones en cuanto a la eficiencia energética colombiana, Plantea el desarrollo y contenido dentro del plan, muestra las necesidades y compromisos a nivel nacional para el mejoramiento del impacto ambiental.

Para el desarrollo de las FNCE y gestión eficiente de energía la Ley permitirá el desarrollo de fuentes de generaciones Híbridas en las ZNI, se muestra como pueden acceder a los fondos financieros y promueve el uso de GLP como reemplazo para el uso de Diésel OIL mediante subsidios. También se plantea la adquisición de créditos del fondo FENOGE para la implementación de procesos de producción y esquemas de generación y/o uso eficiente de la energía, así como la promoción de fuentes locales y renovables.

Para dar cumplimiento a lo descrito en esta ley, se realizará una evaluación cada 4 años, de los planes de FNCE y gestión eficiente, de escenarios de evolución y planes de redes de transporte de energía, se deberá realizar un plan de trabajo conjunto con entidades públicas y privadas, para recopilar la información necesaria y congruente.

Una vez instaurada la ley 1715 de 2014, en el 2017 la CREG comienza a brindar algunos bocetos para la regulación y en [6] se realiza un análisis de los comentarios efectuados sobre la resolución CREG 121 de 2017, con la cual se buscaba promover la autogeneración de pequeña escala y generación distribuida, y se establece las FNCER y los GD como elementos que pueden mejorar el sistema de distribución en aspectos como: Disminución de pérdidas, desplazar proyectos de infraestructura y a mejorar la calidad del servicios.

Se puede evidenciar dentro de los comentarios, la necesidad de que éstos FNCER y GD, ingresen de manera ordenada, que no afecten el buen servicio de sus colindantes y no generen flujos inversos a través de los transformadores; el comentario más relevante es la posibilidad de mover la capacidad de conexión en los circuitos de 5 % al 15 %, de éste modo garantizar mayor integración de AGPE.

A continuación, se presenta la primera regulación encargada de controlar y dar los principios técnicos para el desarrollo de las FNCE en el territorio nacional.

#### **\* Resolución CREG 030 de 2018**

*“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”*. [7]

El objeto de esta es regular los aspectos operativos y comerciales para la integración de los AGPE y GD. Tiene como ámbito de aplicación todos los AGPE y GD conectados al

Sistema Interconectado Nacional (SIN), a los comercializadores, a operadores y transmisores nacionales y por último aplica para auto generadores de gran escala superiores a 1 MW y menores a 5 MW.

La resolución CREG 030 permite conocer aspectos técnicos como la potencia máxima para que un autogenerador sea considerado como pequeña escala, la cual debe ser igual o menor 1 MW, descrita en la resolución UPME 281 del 2015. También permite conocer el decreto 348 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía con el cual se describen las condiciones simplificadas de conexión, como el contrato de respaldo, así como el esquema de entrega de excedentes mediante medición bidireccional con créditos de energía.

La metodología aplicada por la resolución CREG 030 de 2018, propone condiciones para que las FNCER hagan parte de los sistemas de distribución de energía eléctrica y se describen de manera general a continuación.

**Condiciones operacionales para la integración de los AGPE y GD:** la resolución CREG 030 posee un límite de vigencia, la cual esta descrita por la energía exportada anual nacional por los GD o AGPE; cuando esta supere el 4 % de la demanda comercial del año anterior, se podrá modificar las condiciones de conexión y la remuneración de las exportaciones.

El usuario antes de realizar su solicitud debe verificar el cumplimiento de los estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, para ello puede verificar en la página web del OR la disponibilidad de la red y verificar si cumple con los siguientes parámetros al momento de su conexión.

- La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE, que suministran excedentes no debe ser superior al 15 % de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. y se puede describir mediante la ecuación 1.1.

$$\sum_{i=1}^n P_{GD_i} + \sum_{k=1}^m P_{AGPE_k} \leq 0,15 \times P_{pc} \quad (1.1)$$

Donde:

$n$  :                      Número de GDs en el pc  
 $m$  :                      Número de AGPEs en el pc

- La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE, distintos a los compuestos por sistemas fotovoltaico sin almacenamiento, conectados al mismo pc, no debe superar el 50 % de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.

$$\sum_{i=1}^n E_{GD_i}^{1h} + \sum_{k=1}^m E_{AGPE_k}^{1h} \leq 0,5 \times \bar{D}_{hmdda} \quad (1.2)$$

Donde:

*hmdda* : Horas de mínima demanda diaria del año anterior

- La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE, compuesto por sistemas fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo pc, no debe superar el 50 % de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

$$\sum_{i=1}^n E_{GD_i}^{1h} + \sum_{k=1}^m E_{AGPE_k}^{1h} \leq 0,5 \times \bar{D}_{hmdda}^{6am-6pm} \quad (1.3)$$

En el caso tal de que las condiciones no se cumplan, se debe continuar con lo indicado en el procedimiento simplificado para la vinculación, según su capacidad de generación, asumiendo todos los costos que ello implique, en todo caso el OR deberá entregar de manera pronta y organizada la siguiente información que permite conocer las limitantes del punto de conexión: Ubicación geográfica, voltaje nominal del pc, capacidad nominal del pc, sumatoria de la capacidad instalada de los GD o AGPE, y la relación porcentual con la capacidad nominal del pc representada por colores, de acuerdo a la ecuación 1.4.

$$\frac{\sum_{i=1}^n P_{GD_i} + \sum_{k=1}^m P_{AGPE_k}}{P_{pc}^o} \quad (1.4)$$

- Verde si es menor o igual a 9 %.
- Amarillo si se encuentra entre 9 % y 12 % incluido.
- Naranja si se encuentra entre 12 % y 15 % incluido.

- Rojo si es superior a 15 %.

En caso que el usuario se encuentre registrado en una frontera comercial y desee vender sus excedentes al operador de red, éste deberá realizar las adecuaciones técnicas necesarias para que sus créditos de energía no sean incluidos en la frontera.

El usuario deberá realizar la solicitud en línea, con los formatos de conexión simplificada dispuestos por el operador de red, y los cuales deberán cumplir con los requisitos presentados en el artículo 9. Los artículos 10, 11 y 12 presentan el *Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SD* para los GD o AGPE, de acuerdo a la potencia instalada, el cual detalla los pasos a seguir para la vinculación al SDL.

**Condiciones para la medición de los AGPE o GD:** las condiciones para la medición aplican para un AGPE con entrega de excedentes o GD. Los AGPE que entregan excedentes deben cumplir con los requisitos establecidos para fronteras de generación en el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014) exceptuando las siguientes condiciones: No requiere medidor de respaldo tratado en el artículo 13, la verificación inicial tratada en el artículo 23 y el reporte de las lecturas al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). [8]

Los GD por el contrario, deben cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación incluidos el artículo 13 para el medidor de respaldo y el artículo 23 antes mencionados.

Si el AGPE es representado por un comercializador deberá cumplir con todo lo establecido en la resolución CREG 157 de 2011 y de no estar obligado a reportar el registro ante el (MEM), debe reportar las mediciones ante el (ASIC).

**Condiciones para la comercialización de energía** Las reglas de comercialización de energía se encuentran divididas entre GD o AGPE, éste último diferenciado entre aquellos que utilizan FNCER y los que no utilizan FNCER, y se encuentran comprendidas en la resolución CREG 030 entre los artículos 15, 16 y 17. Para efectos de estudio se tratarán aquellos AGPE que utilizan FNCER y los GD, con energía fotovoltaica.

En el numeral 3.3 del presente documento se describe de manera detallada las ecuaciones para la valoración de las alternativas de comercialización.

Una vez planteada la resolución CREG 030, en [9] se hace una solicitud de ampliación de concepto sobre la necesidad de estudio de conexión para proyectos de autogeneración sin entrega de excedentes, debido a que estos proyectos físicamente no inyectan energía a la red de distribución, dado que se contemplan como proyectos de auto gestión de la demanda, sin embargo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, amparada en la Ley 142 y 143,

brinda una respuesta generalizada en cual aclara que la Resolución CREG030 de 2018 aplica únicamente para los GD y FNCER que en algún momento del tiempo reciban energía del SIN. Por lo tanto, todo AGPE que entregue o no excedentes a la red, debe estar registrado y anunciar su capacidad de producción, ya que de éste modo se permite hacer seguimiento a los indicadores para el circuito en el que estos se encuentran conectados.

Dado que la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía por parte de los OR se encuentra descrita en la resolución CREG 015 de 2018, a continuación, se presentan algunos aspectos relevantes para las FNCER.

#### **\* Resolución CREG 015 de 2018**

*“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN”. [10]*

En esta resolución se adoptan los lineamientos que la ley 1715 de 2014, le otorga a la comisión de regulación de energía y gas CREG, por lo tanto, se dictan algunas disposiciones generales para integración de las FNCER, que se presentan a continuación.

- En los contratos de conexión de generación asociada a la entrega de excedentes de auto-generación, se debe incluir una cláusula donde se establezca la compensación monetaria que el OR deberá pagar a éste usuario cuando la red no esté disponible para inyectar energía generada por la planta.
- Cualquier autogenerador conectado al SDL o STR con capacidad igual o mayor a 100kW deberá contratar una capacidad de respaldo por parte del OR, en la cantidad que defina el usuario que sea necesaria. los menores a 100 kW no están sujetos a pago de la red de respaldo, la forma en cómo se debe calcular dicho costo por respaldo se encuentra descrita en el capítulo 10 de la resolución CREG 015 de 2018.
- En el numeral 7.2, se describen los procedimientos para la determinación de los factores para referir las medidas de energía al STN, considerando las pérdidas de energía eficientes de los STR o SDL, estos deben ser tenidos en cuenta dado que las ecuaciones descritas en la resolución CREG 030 de 2018 para la remuneración de la actividad de los GD, no se encuentran debidamente utilizadas.
- En el numeral 9.1, se describen los periodos de carga lo cual brinda un conocimiento para generar la curva de duración de carga para los modelos utilizados en el presente documento, que son: Periodo de máxima (horas en donde el porcentaje de carga es

mayor al 95 %), periodo de carga media (horas en donde el porcentaje de carga es mayor al 75 % y menor al 95 %) y periodo de carga mínima (demás horas del día no consideradas en los periodos de carga máxima y media).

- En el numeral 10.4, se describe como debe determinar la curva de carga, está se debe construir con base en la potencia promedio de cada hora, determinada a partir de las lecturas energía o potencias disponibles. Uno de los criterios se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema, referida a la carga máxima de la curva de carga.

Una vez dadas las leyes y regulaciones es importante conocer como se han ido implementando las FNCE en la literatura y en el contexto internacional, y que aspectos destacan en cuanto a operación e indicadores.

### 1.1.2. Contexto internacional

Inicialmente se realiza un reconocimiento de las componentes principales de un sistema de generación fotovoltaica, en [11] y [12] se presentan los elementos de manera detallada, describiendo sus características, funcionamiento y el comportamiento que estos poseen ante una integración en diferentes escenarios, donde se evalúan ciclos de generación y de almacenamiento.

En [13], [14] y [15], se presentan una guía, revisión, y reporte de la Norma IEEE1547, referente a la conexión de la generación distribuida en los sistemas eléctricos. Dicha norma permite conocer los protocolos que se deben tener en cuenta al momento de realizar los ensayos de conexión, y que parámetros técnicos se deben garantizar al momento de interconectar los generadores en las redes de distribución de energía eléctrica.

Dado que la aparición de los generadores distribuidos se encuentra estrechamente ligados a las condiciones socioeconómicas en [16], se presenta diferentes herramientas para la planificación de generación distribuida mediante sistemas de información geográfica, teniendo en cuenta el incremento de la demanda. En [17], se amplía el concepto de curva de duración de carga antes mencionado por la resolución CREG 015, y adicionalmente se presenta una ilustración para las curvas de duración de carga diaria. Posteriormente se hace un acercamiento en [18] haciendo uso del algoritmo búsqueda tabú, en el estudio del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica incluyendo generación distribuida, el cual utiliza una curva de duración de carga. Por sus características de codificación, es un problema del tipo combinatorial, NP completo y de gran complejidad matemática.

Los agentes en un sistema de distribución se dividen en, operadores de red y usuarios, por lo tanto, la integración de FNCE se puede modelar como un juego donde se busca aumentar



los beneficios para ambos jugadores, en [19] y [20], se presenta los conceptos básicos de la teoría de juegos y los modelos matemáticos para su solución de manera óptima, los cuales serán explicados en capítulo 3. En [21], se presenta un análisis del despacho económico de energía eléctrica en Colombia usando Teoría de Juegos, el cual permite conocer la formulación del problema matemático y su solución mediante un juego no cooperativo, buscando un Equilibrio de Nash Perfecto (ENP).

En [22] se presenta una metodología para el diseño de modelos de planificación óptima de la generación distribuida en redes de distribución. Un aspecto importante del documento es la incorporación del concepto de la aleatoriedad de la generación de las FNCER, además, de la aleatoriedad de la demanda y sus efectos en los estudios del planeamiento en el corto y largo plazo. Ante problemas de menor tamaño es correcto utilizar métodos matemáticos exactos, y para ello es conveniente linealizar los modelos como se puede apreciar en [23].

En [24] se plantea un modelo matemático exacto para la ubicación óptima de la generación distribuida y dispositivos de protección, en la cual se busca mejorar la calidad del servicio y evitar un sobre costo en las redes de distribución; cabe resaltar que se plantea como una restricción, evitar los flujos inversos por los transformadores.

Tanto con métodos exactos, como en aproximados para la planeación de sistemas de distribución con FNCER, se restringen puntos de operación que permiten garantizar un funcionamiento confiable y de calidad; en [25] se presentan los impactos operativos de la generación cercana a los centros de consumo.

Un análisis de integración de generación distribuida en redes de baja tensión en Chile se presenta en [26], donde uno de los datos relevantes es el porcentaje de integración en el punto de conexión de las FNCER, el cual se encuentra entre 25 % y 27 %, y donde se presenta un estudio para otros países en donde dicho valor promedio es de 30 %, resaltando que, para Dinamarca el límite se extiende hasta el 45 % de la potencia nominal del transformador.

En [27], se presenta un análisis de la generación distribuida en hogares y edificaciones para el Ecuador, se revisan las ventajas y desventajas, y se presenta un estudio de inclusión en dicho país. Se plantea como una problemática el incremento de penetración de la generación que se pueda dar en una red de distribución, ya que puede afectar la seguridad de la misma, pero sugiere flexibilizar el cálculo potencia instalable para cada circuito en particular, sin que se afecten los activos del OR.

En [28], se presenta una visión general, las características, y funcionalidades de las Smart Grid, en la cual se expresan las grandes ventajas de permitir la integración de fuentes renovables de energía, por otro lado, describe como las redes de distribución en los centros urbanos se encuentran saturadas, y que la integración de las FNCER debe ser paulatina y planeada en cuanto a su diseño y por ende su ubicación.

En [29] se presenta una monografía, en la cual se hace un recuento normativo y de aspectos legales de manera cronológica para las FNCER en Colombia, donde se busca determinar los retos que la Ley 1715 de 2014 y resoluciones han podido dar solución, determinando si existe una suficiencia legal para el desarrollo de las energías limpias en Colombia.

Y por último en [30] y [31], se describe el algoritmo genético “*Chu-Beasley*”, sus principales características, de donde se destaca que la población siempre es uniforme y que la sustitución se realiza para un individuo a la vez. En la sección 3.1 se presenta una descripción detallada de dicho algoritmo.

## 1.2. Estructura del documento

En éste trabajo se presenta un análisis de la normativa Colombia para la integración de las FNCER, y cuyo objetivo es la determinación óptima de índices de conexión. Para la solución del problema de la ubicación de la generación distribuida se usa un algoritmo evolutivo. Además, el planteamiento de un modelo matemático, del tipo no colaborativo secuencial, que establezca un equilibrio desde el punto de vista económico, entre los operadores de red y los usuarios y resuelto usando teoría de juegos.

En el capítulo 2 se realiza la descripción del problema, en donde se plantean los modelos matemáticos, la función objetivo, y las restricciones tanto normativas, como técnicas para un sistema de distribución radial en cuanto a la integración de las FNCER.

En el capítulo 3 se presenta en detalle la metodología aplicada para la solución de los modelos matemáticos planteados, así como los aspectos para la valoración de los beneficios de los OR y los usuarios cuando son usadas las FNCER.

En el capítulo 4 se describen los sistemas de prueba utilizados, los parámetros de los generadores, seguido se aplica la metodología de solución, se presentan los resultados obtenidos, y se desarrolla una discusión técnica de los hallazgos.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones obtenidas mediante la aplicación de la metodología, sobre los sistemas de prueba y se extiende de manera general al sector eléctrico colombiano. Posteriormente se presenta la bibliografía aplicada y los anexos.

## 1.3. Aportes del proyecto

Los principales aportes de la tesis se presentan a continuación:

- La implementación del algoritmo genético modificado de CHU-BESLEY, para la ubicación óptima de generadores, teniendo en cuenta restricciones de conexión.

- La utilización de la teoría de juegos para hallar un equilibrio entre usuarios y operadores de red, para la integración de las FNCER, teniendo en cuenta el marco regulatorio nacional.
- Una visión del comportamiento de las restricciones de conexión presentados en la normativa colombiana para las FNCER.
- Se proponen índices para el mejoramiento de los beneficios de los usuarios, operadores de red y las condiciones operativas de la red de distribución de energía eléctrica.

## Capítulo 2

# Planteamiento del problema

En la revisión del estado del arte de la normativa colombiana para las FNCER, así como el impacto de las energías renovables en las redes de distribución de energía eléctrica, se identifica la pregunta a resolver y la cual consiste en determinar donde, cuando y cuanto de generación distribuida debe ser instalada en los sistemas de distribución, de tal forma que se llegue a un equilibrio financiero entre los OR y los usuarios que serán servidos.

A continuación, se presentan los aspectos generales del problema y posteriormente la formulación matemática que lo aborda.

### 2.1. Aspectos generales

Una vez estudiados los aspectos normativos, regulatorios y de incentivos, por parte de las entidades gubernamentales, resulta de interés que la generación distribuida haga parte de la matriz energética colombiana; en la cual se analiza la inclusión de las FNCER en los circuitos de las redes de distribución y además, determina las restricciones operativas en el punto de conexión. En la resolución CREG 030 de 2018, se presenta un índice limitante para la integración de las FNCER en nivel de tensión 1, para garantizar una operación adecuada de la red, y que, al ser comparado con algunos de los estudios presentados, éste indicador, podría ser bajo.

Es de resaltar que la generación distribuida puede causar riesgos en la estabilidad del sistema y por ende la calidad servicio, ya que los AGPE o GD afectan directamente los niveles de tensión en los puntos de conexión y nodos cercanos, estos también podrían aumentar las pérdidas debido a la aparición de nuevos flujos y por último afectarían los sistemas de protección ya que podrían generar contra flujos a través de los transformadores. Sin embargo,

se debe tener en cuenta que la problemática a resolver es donde, cuando y cuanta potencia debe ser generada, a fin de garantizar el punto óptimo para el OR y los usuarios.

Por lo tanto, si se realiza una planificación adecuada para la inclusión de los AGPE o GD, estos podrían generar grandes beneficios para todo el sistema, tales como: Aplazamiento de los planes de expansión en todos los niveles de las redes distribución, transmisión y generación. Disminución de los requerimientos de la generación de energía a gran escala, en la inversión de compensación reactiva, reducción de pérdidas técnicas en todo el sistema interconectado. Y como consecuencia positiva de la reducción de generación en plantas generadoras con base en combustibles fósiles y la reducción de pérdidas, se presenta una reducción de la emisión de partículas contaminantes del medio ambiente.

Ante los diferentes escenarios que se pueden presentar en la redes de distribución con la inclusión de la generación distribuida, surge la siguiente pregunta de investigación: *¿La regulación colombiana es suficiente para incentivar y a su vez controlar la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable?*.

## **2.2. Formulación matemática**

La función objetivo del problema es encontrar el punto óptimo, donde se maximicen los beneficios para los usuarios que deseen convertirse en AGPE o GD, sin afectar los beneficios para los OR y de éste modo obtener mejores condiciones operativas para el sistema interconectado nacional.

El modelo matemático se divide en dos etapas: En la primera se determina la ubicación óptima de generadores, garantizando condiciones operativas; en esta etapa se realiza una valoración de beneficio costo para los OR y los usuarios con FNCER. En la segunda se determina un punto de equilibrio para los agentes participantes en el juego, maximizando los beneficios para el SIN.

### **2.2.1. Modelo matemático 1**

La función objetivo del modelo matemático 1 es minimizar las pérdidas de la red de distribución, utilizando generación distribuida y cumpliendo con las restricciones de operación, con base en esto se realiza una valoración beneficio costo, teniendo en cuenta la regulación colombiana.

La propuesta posee una alta aleatoriedad ya que a la fecha de la escritura de éste documento, no se puede predecir con alta probabilidad, el comportamiento que la generación

distribuida tenga en el sector eléctrico colombiano. Es conveniente entonces realizar la ubicación de las FNCER en las redes de distribución buscando la disposición óptima.

La capacidad de los generadores puede tener un valor continuo registrado ante los OR con 4 decimales y la cantidad de nodos, con o sin carga, en un sistema de distribución de energía eléctrica es variable; por lo que es un problema combinatorial de alto grado. Y un algoritmo genético (AG) podría presentar una solución de bajo recurso computacional, con respuestas de buena calidad.

Ya que el AG se encarga de la evaluación operativa del sistema; es en esta etapa donde se debe cumplir con las restricciones técnicas interpuestas mediante las resoluciones. A continuación, se presenta el esquema general del modelo 1.

*Minimizar* Pérdidas del circuito

- s.a.*
- \* Límite de tensión en los nodos.
  - \* Límite de generación en el circuito.
  - \* El flujo entre el nodo inicial del OR y el siguiente, no debe ser inverso.
  - \* Las pérdidas del circuito con AGPE o GD nunca deben ser mayores a las del circuito sin la generación.

A continuación, se presenta la formulación matemática.

$$\text{Minimizar} \quad Z = \sum_{k=1}^n I_{k,k+1}^2 R_{k,k+1} \quad (2.1)$$

*s.a.*

$$\begin{aligned} 0,9 &\leq V_k \leq 1,1 \\ P_{pc} &\leq Y \\ V_1 &> V_2 \\ Z &\leq Z_0 \end{aligned}$$

Donde:

$I_{k,k+1}$  Es la corriente entre los nodos  $k$  y  $k+1$ .

$k$	Es un nodo de la red de distribución.
$R_{k,k+1}$	Es la resistencia entre los nodos $k$ y $k+1$ .
$V_k$	Es el voltaje en el nodo $k$
$Y$	Es la restricción para el PC.
$Z$	Pérdidas técnicas del sistema.
$Z_0$	Pérdidas técnicas iniciales del sistema.

Para la valoración beneficio costo, se utilizan las resoluciones CREG 030 de 2018 y CREG 015 de 2018. En el numeral 3 se describe de manera amplia las ecuaciones utilizadas para tal fin. [7] [10]

Los beneficios para los agentes se analizan para cada uno de los posibles escenarios, en donde se aumenta o disminuye la capacidad para el PC, con ello se procede a plantear el modelo matemático 2.

### 2.2.2. Modelo matemático 2

La función objetivo para el modelo matemático 2 es encontrar un punto de equilibrio óptimo en donde se maximice los beneficios para los usuarios con FNCER, sin que afecten de manera negativa la relación beneficio costo de los OR.

Debido a que existen dos agentes activos en el modelo matemático 1, el problema se puede definir utilizando teoría de juegos, en la cual los jugadores no son colaborativos y los movimientos son secuenciales; ya que el jugador A (Operador de RED), mueve primero fijando un valor para el límite del punto de conexión (PC), y el jugador B (Usuario) decide si usa el límite máximo o menos. Se define Usuario, como la sumatoria de clientes en un circuito que desean convertirse en AGPE o GD. A continuación, se presenta el esquema general.

*Maximizar* Beneficios del OR y de las FNCER en el circuito.

- s.a.*
- \* Los FNCER no pueden generar más de lo que el OR les permita en el punto de conexión.
  - \* El aumento de los beneficios de un jugador no puede evitar los beneficios del otro.
  - \* La relación beneficio costo para cada jugador debe ser mayor a 1.

\* La relación beneficio costo para los OR será cero para aquellos escenarios donde los usuarios con FNCER no pueden ingresar; es decir donde el porcentaje de inclusión es mayor al del punto de conexión.

En la tabla 2.1, se presenta el esquema de juego con la matriz de pago para cada jugador.

Tabla 2.1: Esquema de Juego

		Jugador A				
		$Y_1$	$Y_2$	$Y_3$	$\dots$	$Y_m$
Jugador B	$X_1$	$b_{11}, a_{11}$	$b_{12}, a_{12}$	$b_{13}, a_{13}$	$\dots$	$b_{1m}, a_{1m}$
	$X_2$	$0, 0$	$b_{22}, a_{22}$	$b_{23}, a_{23}$	$\dots$	$b_{2m}, a_{2m}$
	$X_3$	$0, 0$	$0, 0$	$b_{33}, a_{33}$	$\dots$	$b_{3m}, a_{3m}$
	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$
	$X_n$	$0, 0$	$0, 0$	$0, 0$	$\dots$	$b_{nm}, a_{nm}$

Donde:

$a_{ij}$  Es el valor de pago por el movimiento del Jugador A, y la elección del Jugador B.

$b_{ij}$  Es el valor de pago por el movimiento del Jugador B, y la elección del Jugador A.

$X_i$  Es la decisión  $i$  del Jugador B.

$Y_j$  Es la decisión  $j$  del Jugador A.

En el siguiente capítulo se presenta la metodología aplicada para dar solución a los dos modelos matemáticos presentados.



## Capítulo 3

# Metodología de solución

En éste capítulo se presenta la metodología aplicada con cada uno de los modelos matemáticos planteados. Posteriormente se muestra el algoritmo general para la solución del problema planteado.

### 3.1. Algoritmo genético modificado de Chu-Beasley

Los algoritmos genéticos, se enmarcan dentro de los algoritmos evolutivos que emulan el comportamiento de la evolución biológica, aquellos como: selección natural, mutaciones y combinaciones genéticas entre individuos; simulando el comportamiento diverso de una población.

Los individuos se caracterizan por tener una codificación del tipo fenotipo, en donde son visibles sus características y el comportamiento que estos poseen en el medio; cuando se agrupan hacen parte una población en donde pueden interactuar de tal manera que se producen nuevas generaciones, guardando características de las anteriores. Tal como en la naturaleza, los nuevos participantes pueden sufrir algún cambio y generar mejores adaptaciones al medio y en algún momento reemplazar aquellos que sean menos aptos.

El método de Chu-Beasley, corresponde a una versión modificada del algoritmo genético, y como característica ésta el garantizar una población diversa durante todo el proceso, lo que lo hace atractivo para problemas de tipo combinatorial. El problema a resolver minimiza las pérdidas mediante la instalación de generación distribuida con FNCER, que usan paneles solares, lo cual debe cumplir con regulación de acuerdo a la resolución CREG030 de 2018 [30] [31].

### 3.1.1. Algoritmo del método de Chu-Beasley:

- 1) Generación de la población inicial. Para que posea características de diversidad entre los cromosomas, se requiere el uso de diferentes heurísticas de formación.
- 2) Aplicación del operador selección. Se usa el tipo de selección por torneo con un  $K = 2$  (En cada torneo se seleccionados de manera aleatoria 2 cromosomas, aquel con mejor función objetivo será seleccionado como padre, de la misma forma se efectuará un segundo torneo). Finalmente se tienen 2 padres seleccionados de la población.
- 3) Aplicación del operador de cruzamiento. Se usa el cruzamiento de un punto, de esa forma se realiza una búsqueda ordenada en el vecindario; el uso de cruzamiento de múltiples puntos implica un alto grado de diversidad en la búsqueda, que no permite una búsqueda ordenada en el espacio de solución. Después de aplicado éste operador, se cuenta con dos descendientes.
- 4) Aplicación del operador mutación. Consiste en el cambio de estado de algunos de los genes. El número de genes seleccionados depende de la rata de mutación y el cambio en el gen depende del tipo de codificación usado.
- 5) Cálculo de la función objetivo de los descendientes.
- 6) Selección del descendiente de mejor función objetivo.
- 7) Etapa de mejoramiento del descendiente de mejor función objetivo. El cromosoma es sometido a una etapa de intensificación. En ésta puede ser usado otro método que realice una búsqueda en el vecindario próximo. Seguido, dicho descendiente es presentado a la población para su ingreso, para ello, se aplica 4 criterios de aceptación a la población.
- 8) Aplicación de los criterios de aceptación en la población.
  - Un descendiente infactible y una población donde existen soluciones infactibles. En éste caso el descendiente sustituirá al individuo más infactible de la población, sólo si éste último es más infactible que el descendiente.
  - Un descendiente infactible y una población donde no existen soluciones infactibles. En éste caso el descendiente es descartado.
  - Un descendiente factible y una población donde existen soluciones infactibles. En éste caso el individuo debe sustituir al individuo más infactible.

- Un descendiente factible y una población donde solo existen soluciones factibles. En éste caso el descendiente sustituirá al individuo de la población con peor función objetivo, sólo si, éste individuo de la población posee peor función objetivo que el descendiente.

Debe tenerse en cuenta que adicional a las condiciones anteriores, en cualquier ciclo generacional toda solución que haga parte de la población debe conservar una distancia mínima de separación, respecto a los demás individuos de la población (diversidad controlada), excepto en los casos donde se aplica el criterio de aspiración.

- 9) El algoritmo es interrumpido si la incumbente (mejor solución encontrada durante el proceso) no mejora después de un número especificado de iteraciones o si se satisface un número máximo de ciclos generacionales. Caso que no cumpla regresa a 2.

### 3.1.2. Parámetros usados en el algoritmo

Los parámetros presentados a continuación, son aquellos que bajo diferentes pruebas, permiten hallar las mejores respuestas para cada sistema.

$NumI = 40$	Tamaño de la población.
$k = 4$	Tamaño de la muestra para la selección por torneo.
$Tc = 80 \% :$	Rata de cruzamiento o probabilidad de que los padres se puedan cruzar.
$Tm_{33} = 6,07 \%$	Rata de mutación para el sistema IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2.
$Tm_{136} = 1,48 \%$	Rata de mutación para el sistema IEEE de 136 nodos nivel de tensión 3.
$Tm_{46} = 4,35 \%$	Rata de mutación para el sistema colombiano de 46 nodos nivel de tensión 1.
$Tm_{215} = 0,93 \%$	Rata de mutación para el sistema colombiano de 215 nodos nivel de tensión 1.
$Tmj = 50 \%$	Probabilidad con la que un hijo puede ser mejorado en cada ciclo.

$Tu = 2\%$	Rata de utilización o probabilidad de ubicación de generadores en el nodo, se utiliza como heurística para la población inicial.
$NMG = 10000$	Número de ciclos generacionales.
$ISI = 100$	Número iteraciones sin mejora de incumbente.

### 3.1.3. Codificación

La codificación del genotipo para cada individuo se presenta en la tabla 3.1, en la cual cada posición representa un nodo del sistema de prueba y donde se representa la cantidad a instalar, caracterizado del 1 al 19 de acuerdo al nivel de tensión, y donde el cero representa no instalar GD o AGPE; de éste modo cada individuo representa la ubicación de las FNCER en la red de distribución de energía eléctrica.

Tabla 3.1: Codificación

0	0	15	0	0	1	...	19
---	---	----	---	---	---	-----	----

### 3.1.4. Función objetivo

La función objetivo ( $F_o$ ) minimiza las pérdidas en el sistema, mediante la instalación de generación distribuida con FNCER por medio de paneles solares, regulada de acuerdo a la resolución CREG 030 de 2018. Durante el ciclo generacional se pretende encontrar un individuo que satisfaga con las condiciones operativas de cada sistema, y que genere la mayor reducción de pérdidas.

Como herramienta de evaluación ( $F_e$ ) para cada individuo, se usa el flujo de carga, éste es del tipo "*Barrido Iterativo*", usa el modelo de carga ZIP (Impedancia, Corriente o Potencia constante) y una curva de duración de carga como lo establece la resolución CREG 015 del 2018 para evaluar las perdidas en un año, como se presenta en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Curva de duración de carga

Periodo	Tiempo en Horas	Porcentaje de carga
1	1000	100
2	6760	75
3	1000	30

la restricción para la implementación de las FNCER que poseen sistemas de almacenamiento, y cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico de acuerdo a la resolución CREG 030 del 2018, en éste caso de estudio se asume que depende de la decisión del OR, de acuerdo con la ecuación 3.1.

$$\sum_{i=1}^n P_{GD_i} + \sum_{k=1}^m P_{AGPE_k} \leq Y_j \times P_{pc} \quad (3.1)$$

De la expresión 3.1 se tiene que, “La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor a la decisión del OR en porcentaje de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión” [10]. Según la resolución CREG 030 de 2018 artículo 10 y 11, se realiza una distinción entre AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y todo GD, respecto a los AGPE con potencia instalada mayor a 0.1 MW y menor a 1MW. Por lo anterior se asume que para los circuitos de nivel de tensión 1 solo se tendrán generadores menores a 0.1 MW, y para el circuito de nivel de tensión 2 y 3, se tendrán generadores mayores a 0.1MW y menores a 1M.

Las restricciones del modelo matemático planteado en la ecuación 2.1, se tienen en cuenta en el AG dentro de la *función de evaluación* ( $F_e$ ), las cuales penalizan la respuesta de tal manera que convierten dicha solución en infactible, ya que aumentan las perdidas calculadas de acuerdo al siguiente esquema de penalización para la función objetivo del AG.

- Si la  $\sum_{i=1}^n P_{GD_i} + \sum_{k=1}^m P_{AGPE_k} > Y_j \times P_{pc}$ , la función objetivo se penaliza al multiplicarla por 1000.
- Si  $V_{min} < 0,8$  o el  $V_{max} > 1,2$ , la función objetivo se penaliza al multiplicarla por 1000, donde:  
 $V_{min} = \min(V_{Periodo(1)})$  y  $V_{max} = \max(V_{Periodo(3)})$
- Si  $V_{1_{Periodo(3)}} - V_{2_{Periodo(3)}} < 0$ , la función objetivo se penaliza al multiplicarla por 1000.

Si en un periodo de generaciones determinado no se encuentra una mejora a la incumbente, toda la población se reinicia guardando el mejor individuo de la anterior, de éste modo se garantiza que la población sea diversa durante todo el ciclo generacional; ésto permite también, una exploración por todo el espacio de solución.

### 3.1.5. Heurísticas utilizadas

Generación de la población inicial. Se utiliza el Tu (Rata de utilización de FNCER) para cada individuo, generando los posibles nodos con FNCER, luego de manera aleatoria se escoge un tipo de generador a instalar.

Operador de cruzamiento entre los padres de acuerdo al Tc. Se utiliza una heurística de cruzamiento a dos puntos, donde se guarda una parte de la codificación del Padre 1 y se completa con la codificación del padre 2, para crear 2 hijos; de acuerdo con el esquema presentado en las tablas 3.3 y 3.4.

Tabla 3.3: Padres

<b>Padre 1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>10</b>
<b>Padre 2</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Tabla 3.4: Hijos

<b>Hijo 1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>10</b>
<b>Hijo 2</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Para realizar una mutación, se utiliza una heurística de modificación para dos componentes de los genes que se escogen de manera aleatoria, en la tabla 3.5 se presenta un ejemplo.

Tabla 3.5: Esquema de mutación

<b>Hijo</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>10</b>
<b>Hijo mutado</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>10</b>

De acuerdo con una probabilidad  $Tmj$  el individuo puede ser mejorado y como heurística, se propone la creación de una vecindad desplazando cada generador entre sus vecinos mas cercanos. En la tabla 3.6 se presenta un ejemplo, en la primera fila se describe un hijo y en la siguientes filas un esquema de construcción de la vecindad. Si dentro de la vecindad del hijo, existe un "Hijo mejorado" con mejor función objetivo, se acepta la mejora y el individuo pasa a presentarse a la población.

Los individuos que incumplen las restricciones, son convertidos en soluciones infactibles mediante las condiciones de penalización, por tal motivo la heurística de ingreso a la población

Tabla 3.6: Vecindad del hijo

Hijo	0	2	0	0	3	0	0	4
Hijo mejorado 1	2	0	0	0	3	0	0	4
Hijo mejorado 2	0	0	2	0	3	0	0	4
Hijo mejorado 3	0	2	0	3	0	0	0	4
Hijo mejorado 4	0	2	0	0	0	3	0	4
Hijo mejorado 5	0	2	0	0	3	0	4	0

es aquella donde existe un descendiente factible y una población donde existen soluciones factibles e infactibles. En cualquier caso el descendiente sustituirá al individuo de la población con peor función objetivo, sólo si, éste individuo de la población posee peor función objetivo que el descendiente.

Una vez se tienen los datos de los generadores y su impacto sobre la red, se realiza la valoración de la actividad de comercialización, tanto para el OR como para los usuarios con FNCER. Para ello se disponen de las ecuaciones expuestas en la resolución CREG 030 de 2018, éstas requieren conocer el comportamiento de los generadores en cada hora, por esta razón se requiere construir el comportamiento de la demanda y generación en un ciclo de facturación, en la siguiente sección se presenta la construcción de las curvas necesarias.

## 3.2. Curva de demanda y de generación

En las figuras 3.1 y 3.2, se presentan las curvas normalizadas de demanda y de generación respectivamente, utilizadas dentro de la valoración de beneficios para los GD y AGPE.

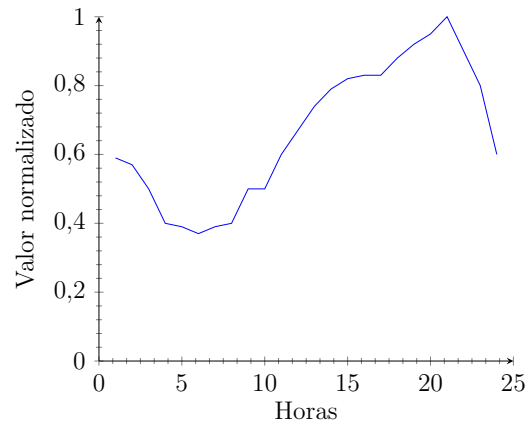


Figura 3.1: Curva de demanda normalizada

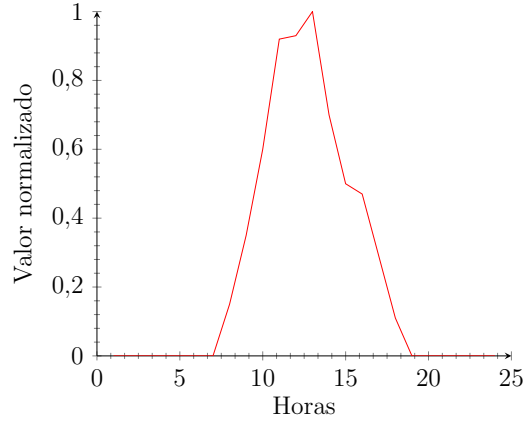


Figura 3.2: Curva de generación normalizada

Dadas las características de las ecuaciones y lo establecido en la resolución CREG 038 de 2014, las figuras que representan la demanda y generación corresponden a valores normalizados, para ser multiplicados por el valor de demanda y generación de cada uno de los nodos. Éste análisis es llevado a cabo para cada una de las 24 horas del día, se asume que todos los días del mes siguen el mismo patrón de comportamiento, tanto en la demanda como en la generación. A continuación, se describe la metodología para la valorización de los beneficios para las FNCER y los OR.

### 3.3. Valoración de los beneficios de las FNCER

Una vez se conocida la capacidad de los GD y AGPE en el circuito, y el nodo en el cual estos deben ser instalados, se procede a calcular el valor de pago para los OR y usuarios; siguiendo con lo establecido en la resolución CREG 030 de 2018 [7], en donde:

- Para todo GD se aplica la ecuación 3.2, en donde se calcula el precio de venta de kW/h, utilizando la ecuación 3.3, 3.4 o 3.5, dependiendo del nivel de tensión, y luego se multiplica por la energía entregada en un periodo de facturación.
- Para todo AGPE menor o igual a 0.1 MW se aplica la ecuación 3.6, en donde se calcula el valor total para un periodo de facturación.
- Para todo AGPE mayor a 0.1 MW se aplica la ecuación 3.7, en donde se calcula el valor total para un periodo de facturación.



A continuación, se presentan las alternativas de comercialización para los GD, AGPE y OR, con su respectiva relación beneficio costo.

### 3.3.1. Alternativas de comercialización de la GD

Los GD podrán realizar la venta de energía por medio de dos alternativas, de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 086 de 1996 o podrá vender directamente al comercializador integrado con el operador de red. Para el presente estudio solo se tendrá en cuenta la comercialización directa con el OR.

El precio de venta de las exportaciones se realiza aplicando la ecuación 3.2. Donde el resultado debe ser multiplicado por la cantidad de kWh generados, de acuerdo con el valor del precio en bolsa en cada hora para el periodo de facturación, más los beneficios por reducción de pérdidas en el sistema de distribución según sea el nivel de tensión, como se describe en las ecuaciones 3.3, 3.4 y 3.5.

$$PVgd_{h,m,n,i,j} = PB_{h,m} + Beneficios \quad (3.2)$$

$$Beneficios = 0,5 \times P_{m,m-1,i,j}$$

$$P_{m,m-1,i,j} = \frac{G_{m-1,i,j} * PRTe_{n,j,t}}{1 - PRTe_{n,j,t}}$$

$$PRTe_{1,j,t} = 1 - (1 - PT_{j,1}) \left[ (1 - PRTe_{3,j,t}) \left( \frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PRTe_{2,j,t}) \left( \frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right] \quad (3.3)$$

$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

$$PRTe_{2,j,t} = 1 - (1 - Pe_{j,2,t}) \left[ (1 - P_{4,R,m,t})(1 - Pe_{j,3,t}) \left( \frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right. \quad (3.4)$$

$$\left. + (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,4-2}) \left( \frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left( \frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,4-2} + Fe_{j,3-2}$$

$$PRTe_{3,j,t} = 1 - (1 - Pe_{j,3,t}) \left[ (1 - P_{4,R,m,t}) \left( \frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left( \frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right] \quad (3.5)$$

$$Fe_{j,3} = Fe_{j,4-3} + Fe_{j,STN-3}$$

Para el cálculo de los incentivos de los GD se tomaron en cuenta los siguientes valores de referencia, dado por un comercializador y operador de red colombiano; debido a la confidencialidad de la información, los flujos utilizados se reportar como su relación.

$G :$	El costo de compra se asume en $190 \text{ \$/kWh}$ , con un aumento de 4 pesos mensual.
$PT_1 :$	El índice de pérdidas reconocidas para el nivel de tensión 1 se asume en un $8.06 \%$ promedio.
$\left( \frac{Fe_{3-1}}{Fe_1} \right) :$	La relación entre los flujo de nivel de tensión 3 al 1 y todos los flujo sobre el nivel 1 se asume como $0.5 \%$ .
$\left( \frac{Fe_{2-1}}{Fe_1} \right) :$	La relación entre los flujo de nivel de tensión 2 al 1 y todos los flujo sobre el nivel de tensión 1 se asume como $9.95 \%$ .
$Pe_2 :$	El índice de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 2 se asume en $6 \%$
$Pe_3 :$	El índice de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 3, se asume en $1.45 \%$
$P_{4,R,m,t} :$	El factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, que es igual al factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4 al STN, se asume en $0.12 \%$ .
$\left( \frac{Fe_{STN-2}}{Fe_2} \right) :$	La relación entre los flujo del STN al 2 y todos los flujo sobre el nivel de tensión 2 se asume como $0$ .
$\left( \frac{Fe_{4-2}}{Fe_2} \right) :$	La relación entre los flujo de nivel 4 al 2 y todos los flujo sobre el nivel 2 se asume como $0.5 \%$ .
$\left( \frac{Fe_{3-2}}{Fe_2} \right) :$	La relación entre los flujo de nivel de tensión 3 al 2 y todos los flujo sobre el nivel de tensión 2 se asume como $99.5 \%$ .
$P_{j,n-2}$	Las pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 al n (n es STN o 4) del mismo OR son iguales a $0,23 \%$ .
$P_{j,STN-3}$	Las pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 al STN e iguales a $0,23 \%$ .

- $\left(\frac{Fe_{STN-3}}{Fe_3}\right)$  : La relación entre los flujo del STN al 3 y todos los flujo sobre el nivel de tensión 3 se asume como 0.5 %.
- $\left(\frac{Fe_{4-3}}{Fe_3}\right)$  : La relación entre los flujo de nivel de tensión 4 al 3 y todos los flujo sobre el nivel de tensión 3 se asume como 99.5 %.

### 3.3.2. Alternativas de comercialización de la AGPE con FNCER

Para el caso de los AGPE se calcula el valor total de venta, y para ello se debe superponer las curvas normalizadas de demanda y generación, cada multiplicada por el valor  $D_{max}$  y de  $G_{max}$  respectivamente, como se presenta en la figura 3.3.

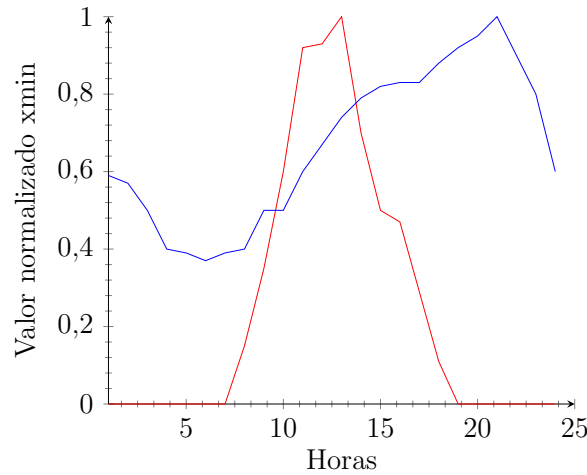


Figura 3.3: Valoración de beneficios de un AGPE

En cada periodo de facturación, los excedentes de energía se reconocerán como créditos de acuerdo a las siguientes reglas vigentes en la resolución y a la capacidad instalada, bien sea menor o igual a 0,1 MW o superior. [7]

1. Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:
  - Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente  $Cv_{m,i,j}$ , de la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

- Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

2. Para AGPE con capacidad mayor a 0,1 MW:

- Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización el cual corresponde a la variable  $Cv_{m,i,j}$  y el servicio del sistema como la suma de las variables  $T_m$ ,  $D_{n,m}$ ,  $PR_{n,m,i,j}$  y  $R_{m,i}$ ; en ambos casos definidos en la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.
- Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

La valoración de los excedentes para AGPE que utilizan FNCER se realiza de acuerdo a la capacidad instalada y siguen las siguientes expresiones; cabe resaltar, que es ingreso para el usuario cuando el valor de  $VE$  es mayor a 1.

- Valoración de excedentes para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW

$$VE_{i,j,n,f} = (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{n,m,i,j} - (Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}) + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1} \quad (3.6)$$

- Valoración de excedentes para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada mayor a 0,1 MW

$$VE_{i,j,n,f} = (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{n,m,i,j} - (Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}) - [Exp1_{i,j,n,f-1} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1} \quad (3.7)$$

Donde:

$i, j :$	Comercializador i, Mercado de comercialización j.
$n :$	Nivel de tensión n.
$h :$	Hora h.
$m :$	Mes m.
$f :$	Periodo de facturación f.
$hx :$	Es la hora cuando los excedentes sobrepasan la importación de energía eléctrica en el periodo de facturación f-1. Para determinar hx se debe tener en cuenta toda la importación y exportación sobre el periodo de facturación f-1. H es el número total de horas del periodo de facturación f-1.

Los valores de referencia son dados por un comercializador y operador de red colombiano y se presentan en la tabla 3.7.

Tabla 3.7: Componentes de valoración para AGPE

<b>Componente</b>	<b>N1</b>	<b>N2</b>	<b>N3</b>
$CUv$	545	460	390
$Cv$	75	75	75
$T$	35	35	35
$D$	185	116	50
$PR$	28	12	8
$R$	32	32	32

### 3.4. Valoración beneficio costo

La valoración beneficio costos se realiza para los GD, AGPE y OR, de manera independiente. Posteriormente se suman los beneficios de los GD con los AGPE, y se dividen en los costos de ambos, esto para obtener la relación B/C de las FNCER; por último, se calcula la relación B/C del OR; esto para obtener los parámetros para la matriz de pago de ambos jugadores.

### 3.4.1. Valoración B/C de GD

La valoración B/C para los GD se describe como la relación de las ventas realizadas de manera constante con una tasa de depreciación del 0.5 % en un periodo de vida útil de 20 años; sobre el costo de instalación. Todo a valor presente neto.

Traer a valor presente las ventas durante 20 años, es aproximadamente igual a multiplicar las ventas de un año por un factor de 18.987. La expresión se presenta en la ecuación 3.8

$$B/C_{GD} = \frac{Ventas_{mensual} * 12 * 18,987}{CostoInstalacion_{GD}} \quad (3.8)$$

### 3.4.2. Valoración B/C de AGPE

La valoración B/C para los AGPE se describe como la relación entre: El valor absoluto de la diferencia entre lo que se debería pagar y lo que en realidad pago, con una depreciación del 0.5 % en un periodo de vida útil de 20 años; sobre el costo de instalación. Todo a valor presente neto.

Traer a valor presente el ahorro durante 20 años, es aproximadamente igual a multiplicar el ahorro de un año por un factor de 18.987. La expresión se presenta en la ecuación 3.9.

$$B/C_{AGPE} = \frac{|Pago_{mensualSINAGPE} - Pago_{mensualCONAGPE}| * 12 * 18,987}{CostoInstalacion_{GD}} \quad (3.9)$$

### 3.4.3. Valoración B/C del OR

Para la construcción de la matriz de pago de los OR es necesario, obtener las matrices de beneficio y costo, sin FNCER en el circuito y posteriormente con FNCER, y verificar si esta relación puede aumentar o disminuir.

- Valoración beneficio costos para el OR sin presencia de FNCER en el circuito.

$$B/C_{ORsinFNCER} = \frac{\sum_{i=1}^{TU} Dm_i * Cu_n}{\sum_{i=1}^{TU} (Dm_i + P) * (G + T_n + R_n)} \quad (3.10)$$

$n$  : Nivel de tensión.

$Dm$  : Demanda.

$P$  : Pérdidas.

$TU$  : Total de usuarios.

- Valoración beneficio costos para el OR con presencia de FNCER en el circuito.

$$B/C_{ORconFNCER} = \frac{B_{ORconFNCER}}{C_{ORconFNCER}} \quad (3.11)$$

Donde:

$$\begin{aligned} B_{ORconFNCER} = & \sum_{i=1}^{TUSF} Dm_i * Cu_n + \sum_{j=1}^{TAGPE} [Dm_j * Cu_n + Exp1_j * Cv_n \\ & + Exp1_j * (T_n + D_n + PR_n + R_n) + Exp2_j * (G + T_n + R_n)] \\ & + \sum_{k=1}^{TGD} G_{GD_k} * (G + T_n + R_n) \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} C_{ORconFNCER} = & \sum_{i=1}^{TU} (Dm_i + P) * (G + T_n + R_n) \\ & + \sum_{j=1}^{TAGPE} \left[ \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{j,h} * PB_h \right] + \sum_k^{TGD} G_{GD_k} * PVgd_{h,n} \end{aligned} \quad (3.13)$$

$n$  : Nivel de tensión del circuito.  
 $h$  : Seguimiento hora a hora en el mes.  
 $Dm$  : Demanda.  
 $G_{GD_k}$  : Generación total mensual del GD  $k$ .  
 $P$  : Pérdidas.  
 $TUSF$  : Total de usuarios sin FNCER.  
 $TAGPE$  : Total de usuarios AGPE.  
 $TGD$  : Total de usuarios GD.

Nota: La expresión  $Exp1_j * (T_n + D_n + PR_n + R_n)$  y  $Exp2_j$ ; tienen efecto sobre la ecuación de acuerdo a lo descrito en la resolución CREG 038 de 2018 [7].

Posteriormente se calcula la reducción  $Rd$  de la valoración beneficio costo para el OR de acuerdo a la expresión 3.14, donde es bueno para el OR si el resultado es 0 o negativo.

$$Rd = B/C_{ORsinFNCER} - B/C_{ORconFNCER} \quad (3.14)$$

Al obtener los valores de beneficio y costos, para los OR y las FNCER, se procede a plantear el modelo matemático 2.

### 3.5. Teoría de Juegos

Como se describe en el numeral 2.2.2, el juego planteado tiene como objetivo encontrar un *Equilibrio de Nash Perfecto*, donde se pueda maximizar la relación beneficio costo para ambos jugadores; se tiene entonces que el juego es un modelo no colaborativo y los movimientos son secuenciales, el jugador A (Operador de RED) mueve primero fijando un valor para el límite del punto de conexión (PC), y el jugador B (Usuarios FNCER) decide si usa el límite máximo o menos. La matriz de pagos, tiene en cuenta la posibilidad de usar el 100 % de la capacidad del circuito; es decir, toda la potencia instalada que posee el OR.

El modelo refleja el mismo valor para el jugador B si éste no decide aumentar la generación en el punto de conexión, aunque el jugador A decida aumentar el límite. Por lo tanto, el juego no puede ser resuelto por una distribución de probabilidad al hallar el MaxMin de cada jugador y posteriormente el ENP, ya que matemáticamente arrojaría que la mejor decisión sin tener un riesgo es 10 %. Por otro lado, el modelo presenta que la factibilidad del juego aborda la diagonal principal de la matriz de pagos, es decir; solo se requiere hallar las componentes  $(b_{ii}, a_{ii})$ , como se presenta en la tabla 3.8, estos están conformados por dos tablas de valores que permiten aplicar los criterios de selección, en donde se encuentra documentado la relación beneficio costo para cada jugador. Por lo tanto, el modelo matemático 2 se reduce a:

$$\text{Maximizar} \quad Z = (b_{ii}, a_{ii}) \quad (3.15)$$

Sujeto a los siguientes criterios de selección

- \* El aumento de los beneficios de un jugador no puede afectar negativamente los beneficios del otro.
- \* La relación beneficio costo cada jugador debe ser mayor a 1.
- \* La diferencia  $Rd$  de la relación B/C del jugador A no debe ser mayor a 0.1.

Los demás criterios descritos en el modelo matemático 2 (ver numeral 2.2.2), se encuentran implícitos en la matriz de pago de la tabla 3.8. A continuación, se presenta el procedimiento detallado para llenar la matriz de pagos de cada jugador y con ello hallar el ENP.



Tabla 3.8: Modelo de Juego

		Jugador A				
		10 %	15 %	20 %	...	100 %
Jugador B	10 %	$b_{11}, a_{11}$	$b_{12}, a_{11}$	$b_{13}, a_{11}$	...	$b_{119}, a_{11}$
	15 %	0, 0	$b_{22}, a_{22}$	$b_{23}, a_{22}$	...	$b_{219}, a_{22}$
	20 %	0, 0	0, 0	$b_{33}, a_{33}$	...	$b_{319}, a_{33}$
	...	...	...	...	...	...
	100 %	0, 0	0, 0	0, 0	...	$b_{1919}, a_{1919}$

### 3.6. Diagrama de flujo para la metodología aplicada

La metodología aplicada es aquella que se describe en la figura 3.4, la cual tiene como finalidad, encontrar la mejor decisión para el conjunto de usuarios (Jugador B) en cuanto a la penetración de FNCER sin afectar la relación B/C del OR (jugador A). Para la ejecución del algoritmo se siguen los siguientes pasos.

**Paso 0** En primera instancia se realiza una recolección de información de la red a evaluar, y del tipo de generadores que en ella podría ingresar, en el numeral 4.1 se realiza una descripción detallada de los sistemas de prueba.

**Paso 1** Se inician el contador  $i$ , para recorrer la diagonal principal.

**Paso 2** Se toma la decisión para los jugadores de acuerdo con el contador  $i$ .

**Paso 3** Se crea el sistema de prueba, se ejecuta el algoritmo genético y se recopila la información de las FNCER (Nomenclatura del nodo, tipo de generador y capacidad de generación) como se describe en el numeral 3.1.

**Paso 4** Se genera la curva de demanda para todos los nodos, y de generación para nodos con FNCER, tal como se presenta en el numeral 3.2.

**Paso 5** Se separan nodos con GD, AGPE y usuarios convencionales.

**Paso 6** Se cargan los parámetros del periodo de facturación correspondientes a las ecuaciones 3.2, 3.6 y 3.7.

**Paso 7** Se crean las matrices de beneficio y costo para las FNCER, y la diferencia  $R_d$  para los OR, tal como se describe en el numeral 3.3.

**Paso 8** Se verifica si se ha llegado al número máximo de decisiones que se pueden tomar, y si éste es el caso se procede a reportar la matriz de costos para cada jugador.

**Paso 9** De acuerdo con los criterios descritos en el numeral 3.5, se selecciona el valor de restricción para el cual se alcanza el “Equilibrio de Nash Perfecto”.

**Paso 10** Se reportan los resultados para posteriormente inferir sobre ellos.

En el diagrama de flujo e la figura 3.4 se presenta el algoritmo correspondiente.

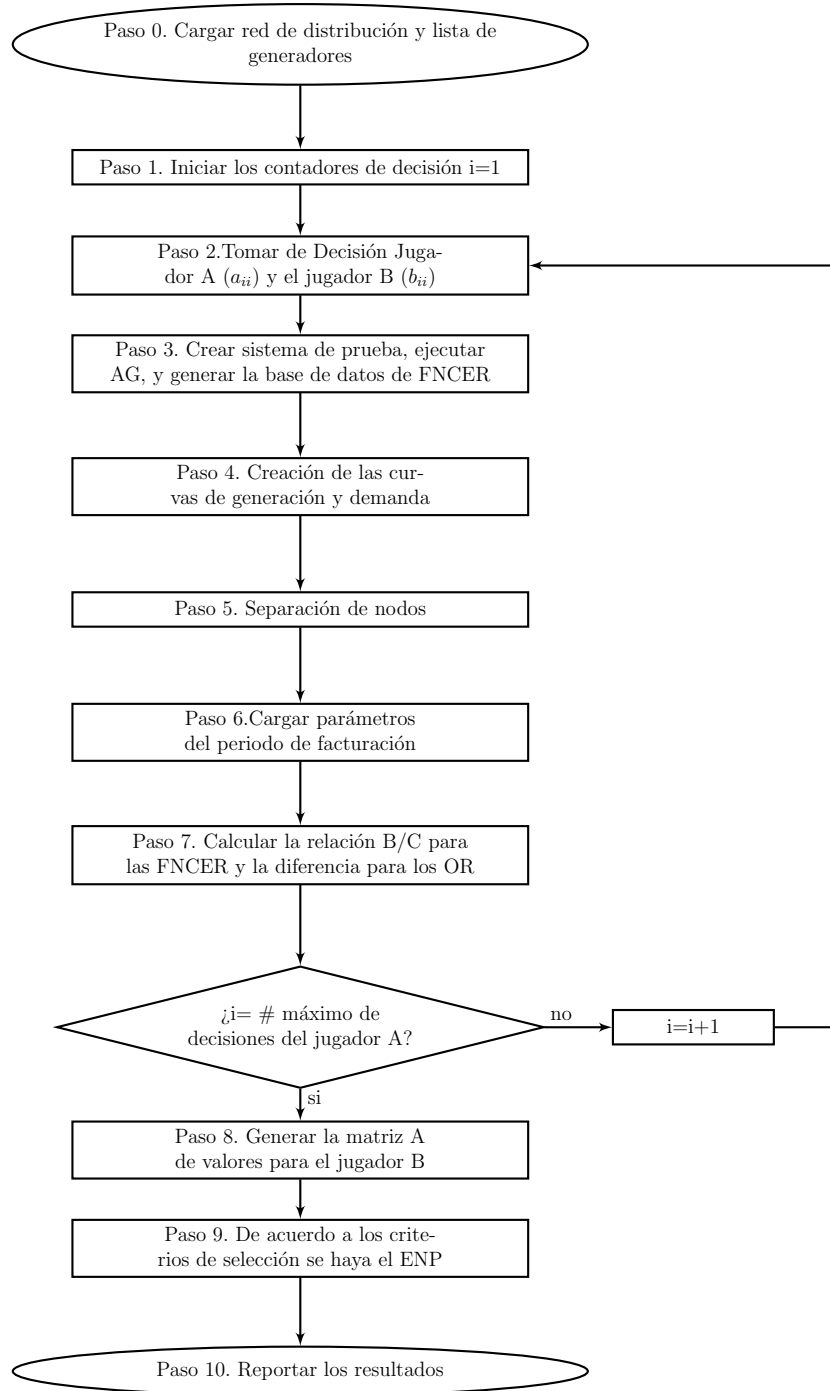


Figura 3.4: Diagrama de flujo para la metodología aplicada

# Capítulo 4

## Resultados

### 4.1. Sistemas de prueba

Los sistemas de prueba son clasificados en dos tipos, los primeros corresponden a casos tomados de las bases de datos de la literatura especializada, los segundos corresponden a casos de la vida real. De los casos seleccionados de las bases de datos se tienen los siguientes: Sistema IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2 y Sistema IEEE 136 nodos nivel de tensión 3.

Para los casos de la vida real, fueron identificados 2 sistemas de nivel de tensión 1 de una red de distribución local colombiana.

En cada sistema de prueba se utilizó una estructura donde el *nodo  $i$*  y el *nodo  $f$*  representa el nodo inicial y el nodo final de cada tramo, donde  $\mathbf{R}$  y  $\mathbf{X}$  son el valor de la resistencia y la reactancia para cada tramo, y donde  $\mathbf{P}$  y  $\mathbf{Q}$  son el valor de la potencia activa y reactiva en el nodo final para demanda pico, como se puede evidenciar en la tabla A.1.

A continuación, se describen los sistemas de prueba que fueron tomados de bases de datos especializadas y los casos de la vida real, además, se presentan las características técnicas de los generadores a utilizar según el nivel de tensión.

#### 4.1.1. Sistema IEEE de 33 nodos

Correspondiente a un sistema de prueba tomado de la base de datos de la IEEE, caracterizado en el nivel de tensión 2, el cual presenta una topología presentada en la figura A.1, con un valor para la subestación de 5 MW y valores para demanda máxima como se muestran en la tabla A.1, la nomenclatura para el nodo Slack es el 1. ver Anexo A.

#### **4.1.2. Sistema IEEE de 136 nodos**

Correspondiente a un sistema de prueba tomado de la base de datos de la IEEE, caracterizado en el nivel de tensión 3, el cual presenta una topología presentada en la figura B.1, con un valor para la subestación de 25 MW y valores para demanda pico como se muestran en la tabla B.1, la nomenclatura para el nodo Slack es el 1, ver Anexo B.

#### **4.1.3. Red de distribución de 46 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia**

Corresponde a un sistema de la vida real, caracterizado en el nivel de tensión 1, los valores de parámetros y demandas son presentados en la tabla C.1, con un valor para el transformador de 35 kW, teniendo como nodo Slack el nodo 2. El cual contiene cargas residenciales, industriales y comerciales; en su mayoría de carácter residencial de estrato 4, en esta red se tienen en cuenta todos los apoyos como posible entrada de GD (Nodos sin carga), ver Anexo C.

#### **4.1.4. Red de distribución de 215 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia**

Corresponde a un sistema de la vida real, caracterizado en el nivel de tensión 1, los valores de parámetros y demandas son presentados en la tabla D.1, con un valor para el transformador de 45 kW, teniendo como nodo Slack el nodo 87, el cual contiene cargas residenciales, industriales y comerciales; en su mayoría de carácter residencial de estrato 2 y 3, en esta red se tienen en cuenta todos los apoyos como posible entrada de GD (Nodos sin carga), ver Anexo D.

En el siguiente numeral se presenta la discretización para los generadores.

### **4.2. Caracterización de los generadores**

La caracterización de los generadores se realiza de acuerdo al nivel de tensión, teniendo en cuenta el área aprovechable según el estrato socio económico y la demanda que los usuarios poseen. De acuerdo con lo expuesto por la CREG, se requiere de aproximadamente  $7m^2$  para la generación de 1 KW, de  $17m^2$  para 2,5KW, y de  $21m^2$  para 3kW, sin embargo, para efectos del presente estudio, se considera que los usuarios podrán generar de acuerdo con los

valores de la tabla 4.1, en donde también se encuentra descrito el costo, de acuerdo a un estudio de mercado de zona y teniendo en cuenta los beneficios mencionados en el numeral 1.1.1.

Tabla 4.1: Tipos de generadores

Codigo	Nivel de tensión 1		Nivel de tensión 2		Nivel de tensión 3	
	kW	Costo	kW	Costo	kW	Costo
1	0,25	\$ 2.902.155,89	5	\$ 57.755.775,58	5	\$ 57.755.775,58
2	0,5	\$ 5.775.434,60	10	\$ 114.367.872,43	10	\$ 114.367.872,43
3	0,75	\$ 8.620.051,64	15	\$ 169.853.275,89	15	\$ 169.853.275,89
4	1	\$ 11.436.221,09	20	\$ 224.228.747,05	20	\$ 224.228.747,05
5	1,25	\$ 14.224.155,58	25	\$ 277.510.825,55	30	\$ 333.012.990,66
6	1,5	\$ 16.984.066,36	30	\$ 329.715.832,34	40	\$ 439.621.109,79
7	1,75	\$ 19.716.163,28	35	\$ 380.859.872,34	50	\$ 544.085.531,91
8	2	\$ 22.420.654,76	40	\$ 430.958.837,16	60	\$ 646.438.255,74
9	2,5	\$ 27.886.386,51	45	\$ 480.028.407,73	70	\$ 746.710.856,46
10	3	\$ 33.297.177,92	50	\$ 528.084.056,90	80	\$ 844.934.491,05
11	3,5	\$ 38.653.440,38	55	\$ 575.141.052,07	90	\$ 941.139.903,39
12	4	\$ 43.955.582,52	60	\$ 621.214.457,69	100	\$ 1.035.357.429,48
13	4,5	\$ 49.204.010,28	65	\$ 666.319.137,78	110	\$ 1.127.617.002,40
14	5	\$ 54.399.126,90	70	\$ 710.469.758,49	120	\$ 1.217.948.157,41
15	5,5	\$ 59.541.332,93	75	\$ 753.680.790,47	130	\$ 1.306.380.036,82
16	6	\$ 64.631.026,24	80	\$ 795.966.511,39	140	\$ 1.392.941.394,94
17	6,5	\$ 69.668.602,09	85	\$ 837.341.008,27	150	\$ 1.477.660.602,83
18	7	\$ 74.654.453,06	90	\$ 877.818.179,90	160	\$ 1.560.565.653,16
19	7,5	\$ 79.588.969,14	100	\$ 965.696.567,55	170	\$ 1.641.684.164,83

### 4.3. Análisis de resultados

El primer aspecto de gran importancia analizado en el presente trabajo de investigación, fue la recopilación del estado del arte de las normativas y regulación que interfieren en el desarrollo de las energías renovables en Colombia, y de éste modo implementarlas de manera sistemática de acuerdo a los niveles de tensión 1, 2 y 3, lo cual permitió establecer que:

- Los incentivos económicos que se han estipulado en las diferentes leyes y resolucio-

nes, tales como los incentivos arancelarios, tasa de depreciación de activos aceleradas y bonificaciones por la contribución a la disminución de pérdidas técnicas en el sistema interconectado, permiten la viabilidad de proyectos de inversión en generación distribuida.

- Los indicadores de conexión actuales garantizan que la operación del sistema mantenga sus condiciones técnicas en un estado estable; sin embargo, solo son aplicables para el nivel de tensión 1, lo cual, dadas las condiciones actuales un solo proyecto podrá utilizar toda la capacidad del punto de conexión, a pesar de que el mismo sea localizado en un punto no óptimo, produciendo efectos adversos en la operación de la red, a pesar de cumplir estándares técnicos como los niveles de tensión.
- En la resolución CREG 015 de 2018 *“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”*, no se establece una metodología para que los operadores de red, integrados con los comercializadores, puedan generar sus proyectos de inversión motivados a la atención de la demanda, que ocasionan la instalación de FNCER para mejorar la calidad del servicio y convertirlos entes activos de la matriz de generación.
- El valor de precio de venta de energía de los GD depende directamente del costo de compra (Variable G del Cu del OR), lo cual implica que se encuentra condicionado a las compras que el comercializador minorista en los mercados regulados, y esto podría causar que los proyectos de FNCER, fuesen inviables si dicho valor es menor al esperado en sus estudios financieros previos.
- El punto de conexión para los generadores compuestos principalmente por sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía, depende directamente del activo del operador de red, que éste puede ser reemplazado por uno de menor capacidad cuando las condiciones técnicas y operativas del mismo lo amerite, lo anterior debería estar ligado a la atención de la demanda, como es el caso de los sistemas fotovoltaicos que no poseen almacenamiento.
- La sumatoria de los AGPE y GD en un punto de conexión, incluye aquellos AGFPE que no entregan excedentes y que son proyectos motivados a la reducción del consumo y gestión eficiente de la energía. Por lo tanto, son proyectos que no hacen parte de la matriz energética, y que por otro lado, limitan el ingreso en el circuito para aquellos usuarios que si harían parte de la generación distribuida.

Para la implementación de la metodología propuesta se utiliza el software de programación *MATLAB* y la presentación de los resultados se realiza para determinar el ENP, en la diagonal principal  $(b_{ii}, a_{ii})$  de la matriz de pagos para cada sistema, dichos valores de pago son representados en 4 tablas que permiten utilizar los criterios de selección y que utilizan la nomenclatura presentada en el glosario de abreviaciones.

Inicialmente se presentan los resultados para los sistemas de prueba IEEE y posteriormente para los sistemas colombianos de nivel de tensión 1.

#### 4.3.1. Sistema IEEE de 33 nodos

En primera instancia se presentan las tablas 4.2 y 4.3 con valores de beneficio y costo para las FNCER y OR, seguid se calcula la relación beneficio costo para cada escenario como se muestra en la tabla 4.4 y por último en la tabla 4.5 se presenta el impacto de las FNCER sobre el sistema dadas las decisiones de ambos de jugadores. La característica de éste sistema de prueba, es la de presentar demanda en todos los nodos, así el resultado no evidencia GD en el circuito. Los resultados que incluyen la información detallada del posicionamiento de las FNCER se encuentran en [http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta\\_ieee\\_33\\_n2/](http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta_ieee_33_n2/).

Tabla 4.2: Valores de beneficio y costo para los AGPE en el sistema IEEE de 33 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>10</b>	\$ 9.202.707.449,55	\$ 9.202.707.449,55
<b>15</b>	\$ 13.805.483.775,30	\$ 13.805.483.775,30
<b>20</b>	\$ 18.476.051.095,98	\$ 18.476.051.095,98
<b>25</b>	\$ 22.891.838.698,98	\$ 22.891.838.698,98
<b>30</b>	\$ 27.609.096.381,75	\$ 27.609.096.381,75
<b>35</b>	\$ 32.309.557.974,45	\$ 32.309.557.974,45
<b>40</b>	\$ 36.841.735.697,58	\$ 36.841.735.697,58
<b>45</b>	\$ 41.075.705.497,41	\$ 41.075.705.497,41
<b>50</b>	\$ 45.957.113.389,98	\$ 45.957.113.389,98
<b>55</b>	\$ 50.495.687.263,80	\$ 50.495.687.263,80
<b>60</b>	\$ 52.343.744.188,05	\$ 52.343.744.188,05
<b>65</b>	\$ 55.853.183.738,52	\$ 55.853.183.738,52
<b>70</b>	\$ 55.853.183.738,52	\$ 55.853.183.738,52
<b>75</b>	\$ 55.767.993.436,53	\$ 55.767.993.436,53
<b>80</b>	\$ 55.769.179.364,55	\$ 55.769.179.364,55



$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>85</b>	\$ 55.932.420.476,79	\$ 55.932.420.476,79
<b>90</b>	\$ 56.025.517.535,19	\$ 56.025.517.535,19
<b>95</b>	\$ 55.253.259.663,93	\$ 55.253.259.663,93
<b>100</b>	\$ 55.932.420.476,79	\$ 55.932.420.476,79

El valor de beneficio y de costo para el OR sin FNCER es el mismo sin importar la decisión y en éste caso toma los siguientes valores:

$$B_{ORsFNCER} = \$ 817.195.980,00$$

$$C_{ORsFNCER} = \$ 472.159.825,43$$

Así la relación beneficio/costo es la siguiente:

$$B/C_{ORsFNCER} = 1,7308$$

Tabla 4.3: Valores de beneficio y costo para el OR en el sistema IEEE de 33 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
<b>10</b>	\$ 665.415.300,00	\$ 383.571.066,14
<b>15</b>	\$ 608.222.580,00	\$ 350.198.017,52
<b>20</b>	\$ 532.332.240,00	\$ 306.672.067,49
<b>25</b>	\$ 485.038.260,00	\$ 279.379.443,98
<b>30</b>	\$ 356.354.640,00	\$ 206.769.922,24
<b>35</b>	\$ 190.275.780,00	\$ 113.434.961,97
<b>40</b>	\$ 120.984.600,00	\$ 74.410.176,82
<b>45</b>	\$ 153.980.400,00	\$ 92.403.973,54
<b>50</b>	\$ 41.794.680,00	\$ 29.737.739,06
<b>55</b>	\$ 21.997.200,00	\$ 18.519.888,63
<b>60</b>	\$ -	\$ 6.220.227,63
<b>65</b>	\$ 13.198.320,00	\$ 13.408.772,56
<b>70</b>	\$ 13.198.320,00	\$ 13.408.772,56
<b>75</b>	\$ -	\$ 6.034.210,35
<b>80</b>	\$ 13.198.320,00	\$ 13.408.724,34
<b>85</b>	\$ 13.198.320,00	\$ 13.409.228,42

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
<b>90</b>	\$ -	\$ 6.034.313,28
<b>95</b>	\$ 13.198.320,00	\$ 13.410.080,72
<b>100</b>	\$ 13.198.320,00	\$ 13.409.228,42

Tabla 4.4: Relación B/C para las FNCER y OR en el sistema IEEE de 33 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B/C_{FNCER}$	$B/C_{ORcFNCER}$
<b>10</b>	1,8391	1,7348
<b>15</b>	1,8916	1,7368
<b>20</b>	1,8641	1,7358
<b>25</b>	1,8813	1,7361
<b>30</b>	1,8642	1,7234
<b>35</b>	1,8598	1,6774
<b>40</b>	1,8461	1,6259
<b>45</b>	1,8843	1,6664
<b>50</b>	1,8632	1,4054
<b>55</b>	1,8781	1,1878
<b>60</b>	1,8799	0,0000
<b>65</b>	1,8900	0,9843
<b>70</b>	1,8900	0,9843
<b>75</b>	1,8871	0,0000
<b>80</b>	1,8898	0,9843
<b>85</b>	1,8898	0,9843
<b>90</b>	1,8868	0,0000
<b>95</b>	1,8897	0,9842
<b>100</b>	1,8898	0,9843

Tabla 4.5: Impacto de las FNCER sobre el sistema IEEE de 33 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	Reducción Pérdidas [%]
<b>10</b>	500	10,00	7	24,30
<b>15</b>	750	15,00	8	33,40
<b>20</b>	995	19,90	13	40,62
<b>25</b>	1245	24,90	14	46,20

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	Reducción Pérdidas $[\%]$
<b>30</b>	1500	30,00	18	50,78
<b>35</b>	1750	35,00	22	54,29
<b>40</b>	1995	39,90	26	56,29
<b>45</b>	2240	44,80	24	59,12
<b>50</b>	2495	49,90	30	59,05
<b>55</b>	2750	55,00	31	60,05
<b>60</b>	2850	57,00	32	60,12
<b>65</b>	3055	61,10	31	61,30
<b>70</b>	3055	61,10	31	61,30
<b>75</b>	3045	60,90	32	61,31
<b>80</b>	3050	61,00	31	61,30
<b>85</b>	3060	61,20	31	61,30
<b>90</b>	3060	61,20	32	61,31
<b>95</b>	3020	60,40	31	61,30
<b>100</b>	3060	61,20	31	61,30

A continuación, se presentan las discusiones de los resultados:

- En la tabla 4.2 se puede inferir que los beneficios de los AGPE tienen una tendencia estable a partir de la elección del 60 %.
- En la tabla 4.3 los beneficios y costos del OR se estabilizan a partir de la elección del 60 %, siendo en algunos casos cero los beneficios, y aun así asumiendo costos por pérdidas técnicas.
- En la tabla 4.4 se evidencia un aumento de la relación B/C para el OR hasta el 25 %, y se presenta una caída acelerada a partir del 55 %. Por otro lado la misma relación para las FNCER son estables alrededor de 1,8.
- Se puede evidenciar que para algunos casos la generación distribuida suple la demanda total del circuito y no requiere el servicio por parte del OR, y que, la relación B/C para las FNCER siempre es mayor que la relación B/C del OR.
- En la tabla 4.5 se puede concluir que las FNCER no usan más del 61,2 % de porcentaje del PC, esto debido a que irrumpen algunas de las condiciones técnicas de conexión, por lo tanto, la máxima reducción de pérdidas es del 61,31 %. También se puede inferir que el punto óptimo operativo para la red se alcanza a partir de la liberación del 45 %

del PC y que cualquier aumento superior al 60 % produciría afectaciones negativas, esto realizando un ubicación óptima de FNCER.

- Dado lo anterior para determinar el ENP se debe realizar un gráfica de corte con los beneficios de las FNCER y los del OR; estos últimos se encuentra en un valor mensual por lo tanto, se multiplican por 12 meses y por una constante de 18,987 para traer a valor presente dichos pagos, que corresponden a la vida útil de los generadores (ver figura 4.1).

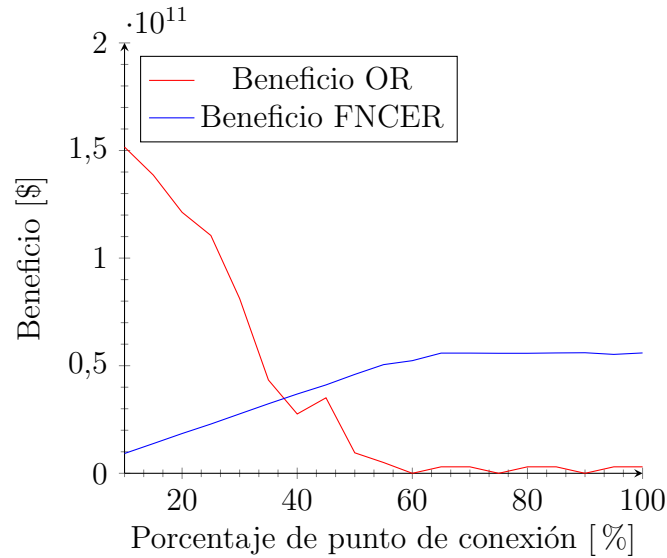


Figura 4.1: ENP para el sistema IEEE 33 nodos nivel de tensión 2

Como se observa el ENP se encuentra entre el 35 % y 40 %, siendo éste último el que genera una mayor reducción de los beneficios para el OR, por lo tanto, el ENP para el sistema de 33 Nodos nivel de tensión 2 es recomendable incrementar el porcentaje de utilización del punto de conexión a 35 %. La regulación actual ubica la decisión en un 15 % para el nivel de tensión 1, si se utiliza dicho valor como referencia se presentan las siguientes situaciones.

- Los beneficios para las FNCER aumentan en un 134,03 % y sus costos un 138,04 % conservando una estabilidad en la relación B/C.
- Los beneficios para el OR se reducen en un 68,72 % y sus costos un 67,61 %, los cuales se atribuyen a pagos de las componentes G,T y R del Cu.

- La potencia instalada en el circuito pasa de 750 kW a 1750 kW, evidenciando un aumento del 133,33 %.
- La cantidad de usuarios que podrían convertirse en FNCER pasa de 8 a 22, dando la posibilidad de ingreso de manera óptima a 14 usuarios adicionales.
- Por último, la máxima reducción de pérdidas pasa de 33,4 % a 54,29 % provocando un aumento de 20,89 puntos porcentuales en la disminución de pérdidas técnicas.

### 4.3.2. Sistema IEEE de 136 nodos

A continuación, en las tablas 4.6 y 4.7 se presentan los valores de beneficio y costo para las FNCER y OR, seguido se calcula la relación beneficio costo para cada escenario como se muestra en la tabla 4.8, posteriormente en la tabla 4.9 se presenta el impacto de las FNCER sobre el sistema dadas las decisiones de ambos jugadores y por último se genera una discusión de los resultados. La información detallada del posicionamiento de las FNCER se encuentran en [http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta\\_ieee\\_136\\_n3/](http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta_ieee_136_n3/).

Tabla 4.6: Valores de beneficio y costo para los GD y AGPE en el sistema IEEE de 136 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{GD}$	$C_{GD}$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>10</b>	\$ 1.655.913.659,01	\$ 1.592.028.475,00	\$ 34.753.438.478,49	\$ 22.833.031.938,00
<b>15</b>	\$ 3.311.827.318,01	\$ 3.121.131.306,00	\$ 51.418.093.427,66	\$ 33.454.561.827,00
<b>20</b>	\$ 7.451.611.465,53	\$ 7.307.688.942,00	\$ 64.238.166.340,29	\$ 43.137.641.411,00
<b>25</b>	\$ 3.518.816.525,39	\$ 3.283.368.330,00	\$ 86.365.405.672,44	\$ 57.484.507.961,00
<b>30</b>	\$ 8.590.052.106,09	\$ 8.553.882.040,00	\$ 98.947.085.432,93	\$ 67.843.342.211,00
<b>35</b>	\$ 9.935.481.954,04	\$ 9.675.202.024,00	\$ 114.561.732.457,65	\$ 77.486.919.006,00
<b>40</b>	\$ 16.455.641.986,37	\$ 16.471.501.338,00	\$ 128.521.716.170,50	\$ 86.593.153.932,00
<b>45</b>	\$ 15.420.695.949,49	\$ 15.436.143.909,00	\$ 131.340.035.927,94	\$ 88.721.624.566,00
<b>50</b>	\$ 13.971.771.497,86	\$ 13.282.700.865,00	\$ 162.549.200.479,45	\$ 109.051.514.836,00
<b>55</b>	\$ 16.869.620.401,12	\$ 16.068.583.655,00	\$ 171.869.681.873,33	\$ 118.878.207.201,00
<b>60</b>	\$ 13.247.309.272,05	\$ 12.580.039.624,00	\$ 185.206.036.956,77	\$ 127.454.467.305,00
<b>65</b>	\$ 15.834.674.364,25	\$ 14.775.157.485,00	\$ 190.146.231.981,41	\$ 129.807.416.907,00
<b>70</b>	\$ 24.010.748.055,59	\$ 23.166.304.540,00	\$ 173.881.369.632,43	\$ 122.504.764.695,00
<b>75</b>	\$ 17.490.588.023,25	\$ 16.569.641.899,00	\$ 191.495.616.726,98	\$ 132.277.160.791,00
<b>80</b>	\$ 18.215.050.249,07	\$ 17.381.883.635,00	\$ 193.106.410.418,50	\$ 136.268.385.800,00

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{GD}$	$C_{GD}$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>85</b>	\$ 18.732.523.267,51	\$ 17.764.744.590,00	\$ 191.349.279.111,61	\$ 132.425.516.592,00
<b>90</b>	\$ 17.283.598.815,88	\$ 16.382.005.175,00	\$ 195.872.161.243,84	\$ 133.888.486.799,00
<b>95</b>	\$ 14.903.222.931,05	\$ 14.045.090.877,00	\$ 196.084.893.661,42	\$ 135.769.211.811,00
<b>100</b>	\$ 23.596.769.640,84	\$ 22.760.823.645,00	\$ 182.699.467.890,89	\$ 127.506.591.606,00

El valor de beneficio y de costo para el OR sin FNCER es el mismo sin importar la decisión y en éste caso toma los siguientes valores:

$$B_{ORsFNCER} = \$ 3.415.500.127,26$$

$$C_{ORsFNCER} = \$ 2.268.065.222,89$$

Así la relación beneficio/costo es la siguiente:

$$B/C_{ORsFNCER} = 1,5059$$

Tabla 4.7: Valores de beneficio y costo para el OR en el sistema IEEE de 136 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
<b>10</b>	\$ 2.587.601.048,02	\$ 1.720.257.276,65
<b>15</b>	\$ 2.318.656.364,20	\$ 1.543.605.532,34
<b>20</b>	\$ 1.976.822.497,98	\$ 1.322.395.923,11
<b>25</b>	\$ 1.829.191.397,21	\$ 1.222.900.190,92
<b>30</b>	\$ 1.375.167.405,23	\$ 929.636.126,91
<b>35</b>	\$ 1.307.054.918,96	\$ 887.066.566,38
<b>40</b>	\$ 492.535.253,93	\$ 358.185.605,99
<b>45</b>	\$ 461.355.079,98	\$ 336.714.557,83
<b>50</b>	\$ 537.308.555,94	\$ 382.990.492,05
<b>55</b>	\$ 451.505.465,56	\$ 340.632.144,90
<b>60</b>	\$ 338.017.924,87	\$ 261.355.188,56
<b>65</b>	\$ 597.519.082,25	\$ 433.369.080,30
<b>70</b>	\$ 380.848.215,50	\$ 301.776.332,67
<b>75</b>	\$ 327.185.396,52	\$ 256.810.338,89

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
<b>80</b>	\$ 222.341.004,92	\$ 191.674.895,88
<b>85</b>	\$ 265.238.346,11	\$ 216.706.545,91
<b>90</b>	\$ 294.473.295,89	\$ 236.564.234,17
<b>95</b>	\$ 270.144.038,99	\$ 216.248.466,56
<b>100</b>	\$ 231.444.218,22	\$ 199.523.908,42

Tabla 4.8: Relación beneficio costo para las FNCER y OR en el sistema IEEE de 136 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B/C_{GD}$	$B/C_{AGPE}$	$B/C_{FNCER}$	$B/C_{ORcFNCER}$	<b>Rd</b>
<b>10</b>	1,0401	1,5221	1,4907	1,5042	0,0017
<b>15</b>	1,0611	1,5370	1,4963	1,5021	0,0038
<b>20</b>	1,0197	1,4891	1,4211	1,4949	0,0110
<b>25</b>	1,0717	1,5024	1,4791	1,4958	0,0101
<b>30</b>	1,0042	1,4585	1,4076	1,4793	0,0267
<b>35</b>	1,0269	1,4785	1,4283	1,4735	0,0325
<b>40</b>	0,9990	1,4842	1,4067	1,3751	0,1308
<b>45</b>	0,9990	1,4804	1,4090	1,3702	0,1357
<b>50</b>	1,0519	1,4906	1,4429	1,4029	0,1030
<b>55</b>	1,0499	1,4458	1,3986	1,3255	0,1804
<b>60</b>	1,0530	1,4531	1,4172	1,2933	0,2126
<b>65</b>	1,0717	1,4648	1,4247	1,3788	0,1271
<b>70</b>	1,0365	1,4194	1,3585	1,2620	0,2439
<b>75</b>	1,0556	1,4477	1,4040	1,2740	0,2319
<b>80</b>	1,0479	1,4171	1,3753	1,1600	0,3459
<b>85</b>	1,0545	1,4450	1,3988	1,2240	0,2820
<b>90</b>	1,0550	1,4629	1,4185	1,2448	0,2611
<b>95</b>	1,0611	1,4443	1,4083	1,2492	0,2567
<b>100</b>	1,0367	1,4329	1,3729	1,1600	0,3459

Tabla 4.9: Impacto de las FNCER en el sistema IEEE de 136 nodos

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	<b>Reducción Pérdidas [%]</b>
<b>10</b>	2500	10,00	18	30,26
<b>15</b>	3730	14,92	25	39,23

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	Reducción $[\%]$
<b>20</b>	4990	19,96	41	47,88
<b>25</b>	6240	24,96	40	54,41
<b>30</b>	7500	30,00	67	60,24
<b>35</b>	8710	34,84	68	65,67
<b>40</b>	9950	39,80	100	66,20
<b>45</b>	10055	40,22	102	66,87
<b>50</b>	12490	49,96	81	76,76
<b>55</b>	13740	54,96	91	78,05
<b>60</b>	14360	57,44	93	78,26
<b>65</b>	14970	59,88	89	79,29
<b>70</b>	14620	58,48	108	78,04
<b>75</b>	15260	61,04	96	80,03
<b>80</b>	15580	62,32	105	79,60
<b>85</b>	15280	61,12	102	79,69
<b>90</b>	15480	61,92	95	80,10
<b>95</b>	15360	61,44	96	80,04
<b>100</b>	15080	60,32	111	78,35

A continuación, se presentan las discusiones de los resultados:

- En la tabla 4.6 se puede inferir que los beneficios de los GD tienen una tendencia estable a partir de la elección del 40 %, por otro lado los AGPE una tendencia estable a partir del 55 %.
- En la tabla 4.7 los beneficios y costos del OR se estabilizan a partir de la elección del 40 %, a pesar de presentar una caída exponencial, antes de dicha elección.
- En la tabla 4.8 la relación B/C de los GD presenta un valor cercano a 1, en todas los porcentajes de utilización, también se muestra que los AGPE poseen una relación superior al 1,45, que la relación B/C total de las FNCER posee una tendencia a 1,4, y la relación B/C del OR es menor respecto a las de FNCER a partir de la elección de 40 %. Por otro lado, para los OR dicha relación se ve afectada paulatinamente con el aumento del PC, y alcanza el límite de restricción para el factor Rd (0,1) cuando el PC también es igual a 40 %.
- En la tabla 4.9 las FNCER no usan más del 62,32 % de porcentaje del PC, esto debido a que irrumpen algunas de las condiciones técnicas de conexión, sin embargo, la máxima



reducción de las pérdidas es del 79,69 % alcanzada con un porcentaje de uso del 61,92 %. Se concluye entonces que el punto óptimo operativo para la red es el 60 % del PC y que cualquier aumento superior produciría afectaciones negativas en la red.

- Dado lo anterior para determinar el ENP se elabora una gráfica de corte con los beneficios de las FNCER y OR; estos últimos se encuentra en un valor mensual por lo tanto, se multiplican por 12 meses y por una constante de 18,987 para traer a valor presente, dicho valor corresponde con el periodo de vida útil de los generadores (ver figura 4.2).

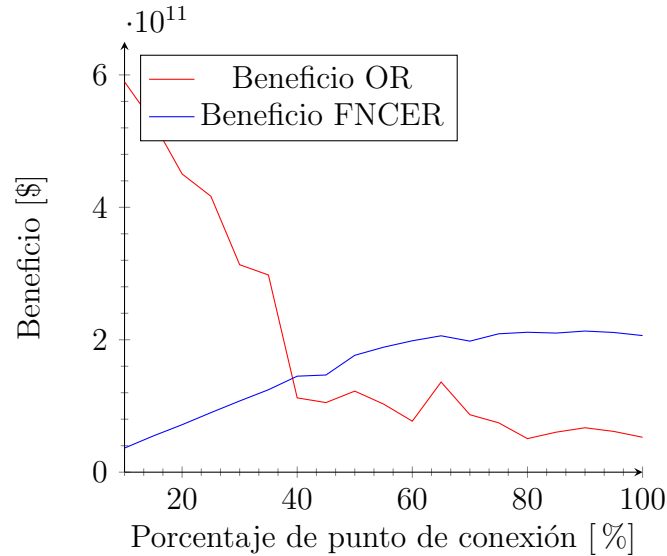


Figura 4.2: ENP para el sistema IEEE 136 nodos nivel de tensión 3

Se puede concluir que el ENP se encuentra entre el 35 % y 40 %, siendo éste último el que genera una mayor reducción de los beneficios para el OR y adicionalmente genera un incumplimiento del factor  $R_d$ , por lo tanto, se infiere que el Equilibrio de Nash Perfecto para el sistema de 136 Nodos nivel de tensión 3 es aumentar el porcentaje de utilización del punto de conexión a 35 %. La regulación actual ubica la decisión en un 15 % para el nivel de tensión 1, por lo tanto, si se utiliza dicho valor como referencia se presentan las siguientes situaciones.

- Los beneficios para los GD aumentan en un 200 % y para los de FNCER en un 122,8 % y sus costos en un 209,99 % y 131,62 % respectivamente.
- Los beneficios para el OR se reducen en un 46,63 % y sus costos en un 42,53 %, los cuales se atribuyen a pagos de las componentes G,T y R del Cu.

- La potencia instalada en el circuito pasa de 3730 kW a 8710 kW, evidenciando un aumento del 133,51 %.
- La cantidad de usuarios que podrían convertirse en FNCER pasa de 25 a 68, dando la posibilidad de ingreso de manera óptima a 43 usuarios adicionales.
- Por último, la máxima reducción de pérdidas pasa de 39,23 % a 65,67 % provocando un aumento de 26,44 puntos porcentuales en la disminución de pérdidas técnicas.

### 4.3.3. Red de distribución de 46 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia

Esta red corresponde a un sistema de la vida real, de una empresa de distribución de Colombia, del nivel de tensión 1, en las tablas 4.10 y 4.11 se presentan los valores de beneficio y costo para las FNCER y OR, seguido se calcula la relación beneficio costo para cada escenario como se muestra en la tabla 4.12. En la tabla 4.13 se presenta el impacto de las FNCER sobre el sistema dadas las decisiones de ambos jugadores, por último, se lleva a cabo un análisis de los resultados. La información detallada del posicionamiento de las FNCER se encuentran en [http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta\\_sist\\_colombiano\\_46\\_n1/](http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta_sist_colombiano_46_n1/).

Tabla 4.10: Valores de beneficio y costo para los GD y AGPE para el sistema de distribución de 46 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{GD}$	$C_{GD}$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>10</b>	\$ -	\$ -	\$ 78.491.004,86	\$ 44.841.310,00
<b>15</b>	\$ -	\$ -	\$ 117.693.298,30	\$ 66.376.238,00
<b>20</b>	\$ -	\$ -	\$ 155.747.929,31	\$ 87.696.305,00
<b>25</b>	\$ -	\$ -	\$ 191.114.591,07	\$ 97.075.108,00
<b>30</b>	\$ -	\$ -	\$ 231.846.399,25	\$ 132.211.586,00
<b>35</b>	\$ -	\$ -	\$ 267.844.697,47	\$ 141.808.507,00
<b>40</b>	\$ -	\$ -	\$ 303.391.236,64	\$ 175.759.471,00
<b>45</b>	\$ 32.914.687,55	\$ 44.841.310,00	\$ 278.346.214,59	\$ 152.466.912,00
<b>50</b>	\$ 24.686.015,67	\$ 34.308.663,00	\$ 326.924.699,56	\$ 185.782.898,00
<b>55</b>	\$ 43.886.250,07	\$ 45.293.097,00	\$ 322.784.833,08	\$ 164.864.140,00
<b>60</b>	\$ 43.886.250,07	\$ 68.165.539,00	\$ 339.122.305,05	\$ 200.377.125,00
<b>65</b>	\$ 41.143.359,44	\$ 44.841.310,00	\$ 376.433.286,47	\$ 198.631.913,00
<b>70</b>	\$ 27.428.906,30	\$ 57.181.105,00	\$ 399.343.520,10	\$ 281.467.438,00

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{GD}$	$C_{GD}$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>75</b>	\$ 5.485.781,26	\$ 11.436.221,00	\$ 451.405.823,92	\$ 289.467.895,00
<b>80</b>	\$ 65.829.375,11	\$ 79.042.062,00	\$ 331.270.986,61	\$ 190.385.368,00
<b>85</b>	\$ 24.686.015,67	\$ 34.308.663,00	\$ 387.622.129,59	\$ 232.972.246,00
<b>90</b>	\$ 19.200.234,41	\$ 22.420.655,00	\$ 403.485.926,77	\$ 186.090.119,00
<b>95</b>	\$ 49.372.031,33	\$ 67.261.965,00	\$ 361.615.689,94	\$ 222.497.032,00
<b>100</b>	\$ 60.343.593,85	\$ 56.169.620,00	\$ 384.551.248,16	\$ 176.568.957,00

El valor de beneficio y de costo para el OR sin FNCER es el mismo sin importar la decisión y en éste caso toma los siguientes valores:

$$B_{ORsFNCER} = \$ 5.929.082,25$$

$$C_{ORsFNCER} = \$ 2.874.969,71$$

Así la relación beneficio/costo es la siguiente:

$$B/C_{ORsFNCER} = 2,0623$$

Tabla 4.11: Valores de beneficio y costo del OR para el sistema de distribución de 46 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
<b>10</b>	\$ 3.487.330,43	\$ 1.696.327,12
<b>15</b>	\$ 3.215.335,20	\$ 1.557.594,61
<b>20</b>	\$ 3.487.330,43	\$ 1.677.483,69
<b>25</b>	\$ 3.423.209,88	\$ 1.641.867,36
<b>30</b>	\$ 2.531.727,43	\$ 1.214.068,37
<b>35</b>	\$ 2.803.722,65	\$ 1.339.420,62
<b>40</b>	\$ 2.385.745,16	\$ 1.138.549,97
<b>45</b>	\$ 2.942.965,25	\$ 1.478.913,93
<b>50</b>	\$ 2.225.063,93	\$ 1.119.056,76
<b>55</b>	\$ 2.439.700,89	\$ 1.265.508,76
<b>60</b>	\$ 2.035.361,58	\$ 1.074.721,67
<b>65</b>	\$ 1.727.942,33	\$ 922.838,98
<b>70</b>	\$ 616.604,07	\$ 364.962,86

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
<b>75</b>	\$ 753.904,90	\$ 378.640,59
<b>80</b>	\$ 1.529.352,98	\$ 888.074,89
<b>85</b>	\$ 1.196.032,56	\$ 632.907,46
<b>90</b>	\$ 944.783,84	\$ 501.898,61
<b>95</b>	\$ 1.427.671,41	\$ 800.713,40
<b>100</b>	\$ 1.207.778,49	\$ 723.964,40

Tabla 4.12: Relación beneficio costo para las FNCER y OR para el sistema de distribución de 46 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B/C_{GD}$	$B/C_{AGPE}$	$B/C_{FNCER}$	$B/C_{ORsFNCER}$	$B/C_{ORcFNCER}$	Rd
<b>10</b>	0,0000	1,7504	1,7504	2,0623	2,0558	0,0065
<b>15</b>	0,0000	1,7731	1,7731	2,0623	2,0643	-0,0020
<b>20</b>	0,0000	1,7760	1,7760	2,0623	2,0789	-0,0166
<b>25</b>	0,0000	1,9687	1,9687	2,0623	2,0849	-0,0226
<b>30</b>	0,0000	1,7536	1,7536	2,0623	2,0853	-0,0230
<b>35</b>	0,0000	1,8888	1,8888	2,0623	2,0932	-0,0309
<b>40</b>	0,0000	1,7262	1,7262	2,0623	2,0954	-0,0331
<b>45</b>	0,7340	1,8256	1,5775	2,0623	1,9900	0,0724
<b>50</b>	0,7195	1,7597	1,5976	2,0623	1,9883	0,0740
<b>55</b>	0,9689	1,9579	1,7447	2,0623	1,9278	0,1345
<b>60</b>	0,6438	1,6924	1,4262	2,0623	1,8938	0,1685
<b>65</b>	0,9175	1,8951	1,7151	2,0623	1,8724	0,1899
<b>70</b>	0,4797	1,4188	1,2602	2,0623	1,6895	0,3728
<b>75</b>	0,4797	1,5594	1,5184	2,0623	1,9911	0,0712
<b>80</b>	0,8328	1,7400	1,4739	2,0623	1,7221	0,3402
<b>85</b>	0,7195	1,6638	1,5426	2,0623	1,8897	0,1726
<b>90</b>	0,8564	2,1682	2,0272	2,0623	1,8824	0,1799
<b>95</b>	0,7340	1,6253	1,4184	2,0623	1,7830	0,2793
<b>100</b>	1,0743	2,1779	1,9116	2,0623	1,6683	0,3940

Tabla 4.13: Impacto de las FNCER para el sistema de distribución de 46 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	Reducción Pérdidas [%]
--------------------	-----------------	--------------	-----------	------------------------

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	Reducción $[\%]$
<b>10</b>	3,50	10,00	2	34,42
<b>15</b>	5,25	15,00	3	47,67
<b>20</b>	7,00	20,00	2	58,26
<b>25</b>	8,75	25,00	3	65,06
<b>30</b>	10,50	30,00	4	74,44
<b>35</b>	12,25	35,00	4	78,12
<b>40</b>	14,00	40,00	6	82,75
<b>45</b>	15,75	45,00	6	84,40
<b>50</b>	17,25	49,29	9	86,46
<b>55</b>	18,75	53,57	8	87,38
<b>60</b>	19,50	55,71	14	87,49
<b>65</b>	21,00	60,00	10	87,97
<b>70</b>	21,50	61,43	24	87,23
<b>75</b>	21,25	60,71	17	87,32
<b>80</b>	21,00	60,00	15	88,24
<b>85</b>	20,00	57,14	15	87,60
<b>90</b>	20,25	57,86	20	86,83
<b>95</b>	21,00	60,00	14	88,26
<b>100</b>	23,00	65,71	19	87,40

A continuación, se presentan discusiones de los resultados:

- En la tabla 4.10 se puede inferir que los beneficios de los GD se hacen visibles a partir de la elección del 45 %, y que tanto para los GD como para los AGPE no se alcanza un punto estable ya el espacio de solución puede tener óptimos locales con respuestas cercanas, en cuanto a la reducción de pérdidas.
- En la tabla 4.11 los beneficios y costos del OR no logran estabilizarse presentando su mayor reducción entre el 70 % y 75 %, luego estos son variables debido a la posibilidad óptimos locales.
- En la tabla 4.12 la relación B/C de los GD presenta un valor mayor a 1 en la elección de 100 %, pero esto es atribuible a un optimo local que podría ser alcanzado con otra elección ya que el porcentaje de utilización del PC fue 65,71 %. La relación B/C de los AGPE posee una tendencia entre 1,62 y 2,17; y para el total de las FNCER posee una tendencia oscilatoria entre 1,8 y 2,0 lo cual genera que el conjunto de proyectos sea

viable. Por otro lado, para los OR dicha relación se ve afectada paulatinamente con el aumento del PC, y alcanza el límite de restricción para el factor  $R_d$  cuando el PC es igual a 55 %, sin embargo es negativa entre la elección del 15 % y 40 %, lo cual significa un beneficio para el OR.

- En la tabla 4.13 se evidencia que las FNCER no usan más del 65,71 % de porcentaje del PC, esto debido que irrumpen algunas de las condiciones técnicas de conexión, sin embargo, la máxima reducción de las pérdidas es del 88,26 %, alcanzado con un porcentaje de utilización del 60 %. Se concluye entonces que el punto óptimo operativo para la red es del 60 % del PC y que cualquier aumento superior a éste produciría afectaciones negativas en la red.
- Dado lo anterior para determinar el ENP se debe realizar una gráfica de corte con los beneficios de las FNCER y los del OR; estos últimos se encuentra en un valor mensual por lo tanto, se multiplican por 12 meses y por una constante de 18,987 para traer a valor presente dichos pagos correspondiente al periodo de la vida útil de los generadores (ver figura 4.3).

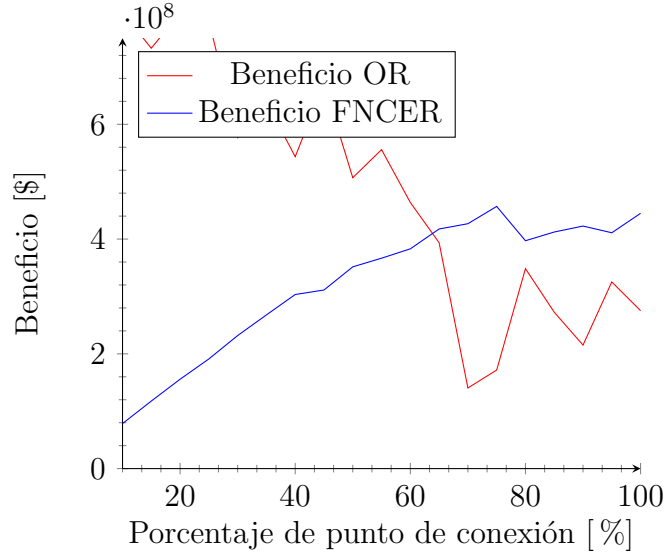


Figura 4.3: ENP para el sistema colombiano de 46 nodos nivel de tensión 1

Se puede concluir que el ENP se encuentra entre el 60 % y 65 %. Por el contrario, el factor  $R_d$  se vuelve positivo en con cualquier elección superior al 45 %, y ya que el circuito no posee una tendencia estable para el OR, se infiere que el Equilibrio de Nash Perfecto analizado

en el sistema de 46 Nodos nivel de tensión 1 es aumentar el porcentaje de utilización del punto de conexión a 45 %. La regulación actual ubica la decisión en un 15 %, por lo tanto, se presentan las siguientes comparaciones.

- Si se aumenta el punto de conexión se permite que el AG tome como una solución óptima la inclusión de GD.
- Los beneficios para los FNCER aumentan en un 136,5 % y sus costos en un 129,7 %.
- Los beneficios para el OR se reducen en un 8,47 % y sus costos en un 5,05 %.
- La potencia instalada en el circuito pasa de 5,25 kW a 15,75 kW, evidenciando un aumento del 200 %.
- La cantidad de usuarios que podrían convertirse en FNCER pasa de 3 a 6, dando la posibilidad de ingreso de manera óptima a 3 usuario adicional con inclusión de GD.
- Por último, la máxima reducción de pérdidas pasa de 47,67 % a 84,4 % provocando un aumento de 36,74 puntos porcentuales en la disminución de pérdidas técnicas.

#### **4.3.4. Red de distribución de 215 nodos de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia**

Corresponde a un sistema de la vida real, de una empresa de distribución de Colombia, del nivel de tensión 1, debido a su topología se deberá realizar una modificación al AG, ya que posee nodos cercanos entre sí, por lo cual el punto inicial para el algoritmo es de alta importancia, de allí que la probabilidad para que un usuario se convierta en FNCER pasa del 10 % al 2 %. En las tablas 4.14 y 4.15 se presentan los valores de beneficio y costo para las FNCER y OR, seguido se calcula la relación beneficio costo para cada escenario como se muestra en la tabla 4.16; en la tabla 4.17 se presenta el impacto de las FNCER sobre el sistema dadas las decisiones de ambos jugadores y por último se realizan discusiones con base en los resultados. La información detallada del posicionamiento de las FNCER se encuentran en [http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta\\_sist\\_colombiano\\_215\\_n1/](http://academia.utp.edu.co/planeamiento/respuesta_sist_colombiano_215_n1/)

Tabla 4.14: Valores de beneficio y costo para los GD Y AGPE para el sistema de distribución de 215 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{GD}$	$C_{GD}$	$B_{AGPE}$	$C_{AGPE}$
<b>10</b>	\$ 32.914.687,55	\$ 33.856.876,00	\$ 32.931.485,43	\$ 11.436.221,00
<b>15</b>	\$ 57.600.703,22	\$ 55.391.804,00	\$ 24.576.488,00	\$ 22.872.442,00
<b>20</b>	\$ 82.286.718,89	\$ 88.796.893,00	\$ 24.924.090,46	\$ 22.872.442,00
<b>25</b>	\$ 115.201.406,44	\$ 120.234.475,00	\$ 16.001.500,39	\$ 11.436.221,00
<b>30</b>	\$ 131.658.750,22	\$ 141.482.478,00	\$ 26.876.488,41	\$ 22.872.442,00
<b>35</b>	\$ 161.830.547,14	\$ 175.740.663,00	\$ 16.925.203,03	\$ 11.436.221,00
<b>40</b>	\$ 181.030.781,55	\$ 196.842.612,00	\$ 13.874.423,40	\$ 22.420.655,00
<b>45</b>	\$ 208.459.687,84	\$ 230.006.598,00	\$ 27.086.135,41	\$ 11.436.221,00
<b>50</b>	\$ 219.431.250,36	\$ 219.130.075,00	\$ 53.930.593,43	\$ 33.856.876,00
<b>55</b>	\$ 230.402.812,88	\$ 240.257.305,00	\$ 76.888.793,64	\$ 57.181.105,00
<b>60</b>	\$ 249.603.047,29	\$ 247.663.616,00	\$ 92.584.759,30	\$ 33.856.876,00
<b>65</b>	\$ 260.574.609,80	\$ 275.299.695,00	\$ 106.872.457,14	\$ 79.149.973,00
<b>70</b>	\$ 304.460.859,88	\$ 307.730.915,00	\$ 60.039.367,73	\$ 22.872.442,00
<b>75</b>	\$ 268.803.281,69	\$ 286.527.528,00	\$ 133.208.761,33	\$ 57.181.105,00
<b>80</b>	\$ 285.260.625,47	\$ 296.294.694,00	\$ 80.785.741,81	\$ 45.744.884,00
<b>85</b>	\$ 279.774.844,21	\$ 297.025.727,00	\$ 133.474.682,40	\$ 80.053.547,00
<b>90</b>	\$ 326.403.984,91	\$ 353.331.233,00	\$ 65.676.260,84	\$ 45.744.884,00
<b>95</b>	\$ 271.546.172,32	\$ 287.862.746,00	\$ 145.329.396,91	\$ 80.053.547,00
<b>100</b>	\$ 318.175.313,02	\$ 364.214.229,00	\$ 61.060.780,18	\$ 34.308.663,00

El valor de beneficio y de costo para el OR sin FNCER es el mismo sin importar la decisión y en éste caso toma los siguientes valores:

$$B_{ORsFNCER} = \$ 8.902.931,20$$

$$C_{ORsFNCER} = \$ 4.332.768,33$$

Así la relación beneficio/costo es la siguiente:

$$B/C_{ORsFNCER} = 2,0548$$



Tabla 4.15: Valores de beneficio y costo del OR para el sistema de distribución de 215 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B_{ORcFNCER}$	$C_{ORcFNCER}$
10	\$ 8.648.142,69	\$ 4.239.143,63
15	\$ 8.967.242,12	\$ 4.430.177,96
20	\$ 8.986.238,69	\$ 4.483.901,11
25	\$ 9.268.244,42	\$ 4.686.876,78
30	\$ 9.190.491,88	\$ 4.683.048,74
35	\$ 9.490.682,65	\$ 4.888.937,65
40	\$ 9.528.258,13	\$ 4.947.452,48
45	\$ 9.424.381,47	\$ 4.962.595,54
50	\$ 9.299.118,07	\$ 4.925.260,32
55	\$ 8.919.440,89	\$ 4.770.331,93
60	\$ 8.815.026,41	\$ 4.767.732,76
65	\$ 9.030.034,85	\$ 4.893.505,01
70	\$ 9.414.756,36	\$ 5.180.170,62
75	\$ 8.433.702,15	\$ 4.630.542,51
80	\$ 9.347.493,24	\$ 5.101.582,41
85	\$ 8.836.214,22	\$ 4.846.749,94
90	\$ 9.237.657,94	\$ 5.147.723,65
95	\$ 8.366.176,89	\$ 4.604.955,08
100	\$ 9.174.923,82	\$ 5.098.083,46

Tabla 4.16: Relación beneficio costo para las FNCER y OR para el sistema de distribución de 215 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B/C_{GD}$	$B/C_{AGPE}$	$B/C_{FNCER}$	$B/C_{ORsFNCER}$	$B/C_{ORcFNCER}$	Rd
10	0,9722	2,8796	1,4538	2,0548	2,0401	0,0147
15	1,0399	1,0745	1,0500	2,0548	2,0241	0,0307
20	0,9267	1,0897	0,9601	2,0548	2,0041	0,0507
25	0,9581	1,3992	0,9964	2,0548	1,9775	0,0773
30	0,9306	1,1751	0,9646	2,0548	1,9625	0,0923
35	0,9208	1,4800	0,9550	2,0548	1,9413	0,1135
40	0,9197	0,6188	0,8889	2,0548	1,9259	0,1289
45	0,9063	2,3685	0,9756	2,0548	1,8991	0,1557

$(b_{ii}, a_{ii})$	$B/C_{GD}$	$B/C_{AGPE}$	$B/C_{FN CER}$	$B/C_{ORsFN CER}$	$B/C_{ORcFN CER}$	<b>Rd</b>
<b>50</b>	1,0014	1,5929	1,0805	2,0548	1,8880	0,1667
<b>55</b>	0,9590	1,3447	1,0331	2,0548	1,8698	0,1850
<b>60</b>	1,0078	2,7346	1,2155	2,0548	1,8489	0,2059
<b>65</b>	0,9465	1,3503	1,0367	2,0548	1,8453	0,2095
<b>70</b>	0,9894	2,6250	1,1025	2,0548	1,8175	0,2373
<b>75</b>	0,9381	2,3296	1,1696	2,0548	1,8213	0,2335
<b>80</b>	0,9628	1,7660	1,0702	2,0548	1,8323	0,2225
<b>85</b>	0,9419	1,6673	1,0959	2,0548	1,8231	0,2317
<b>90</b>	0,9238	1,4357	0,9825	2,0548	1,7945	0,2603
<b>95</b>	0,9433	1,8154	1,1331	2,0548	1,8168	0,2380
<b>100</b>	0,8736	1,7797	0,9516	2,0548	1,7997	0,2551

Tabla 4.17: Impacto de las FN CER para el sistema de distribución de 215 nodos en Colombia

$(b_{ii}, a_{ii})$	$PT_{inst}[kW]$	$P_{pc}[\%]$	$N_{Int}$	<b>Reducción Pérdidas [%]</b>
<b>10</b>	4,50	10,00	4	38,87
<b>15</b>	6,75	15,00	4	52,13
<b>20</b>	9,00	20,00	5	62,77
<b>25</b>	11,25	25,00	4	69,86
<b>30</b>	13,25	29,44	6	74,74
<b>35</b>	15,75	35,00	6	80,32
<b>40</b>	18,00	40,00	6	83,15
<b>45</b>	20,25	45,00	7	85,60
<b>50</b>	22,50	50,00	8	88,97
<b>55</b>	24,50	54,44	11	90,57
<b>60</b>	27,00	60,00	14	90,07
<b>65</b>	29,25	65,00	13	90,68
<b>70</b>	30,50	67,80	14	91,34
<b>75</b>	30,75	68,33	25	92,38
<b>80</b>	29,75	66,11	12	92,01
<b>85</b>	31,75	70,56	18	92,37
<b>90</b>	32,75	72,78	15	92,43
<b>95</b>	31,50	70,00	19	92,71
<b>100</b>	31,75	70,56	17	92,70

A continuación, se presentan discusiones de los resultados:

- En la tabla 4.14 se infiere que los beneficios de GD poseen una tendencia estable a partir de 60 % y para los AGPE no es posible hallar una tendencia, esto debido a que el espacio de solución posee múltiples óptimos locales.
- En la tabla 4.15 se evidencia que los beneficios para el OR tienen una tendencia aumentar a pesar de ser oscilatorios hasta una elección del 40 %, de allí tienen a disminuir y de manera oscilatoria. Los costos del OR tiende aumentar hasta el 40 % de allí comienzan a ser oscilatorios sin una posible predicción.
- En la tabla 4.16 los GD tienen una relación B/C cercana o igual a 1, la relación B/C de las AGPE siempre es mayor a 1 en 18 de 19 de casos, esto puede ser adjudicable a que el modelo encontró un óptimo local donde se alcanza el total del punto de conexión y una reducción de pérdidas, pero la combinación de GD y AGPE no fue beneficiaría para aumentar su relación B/C, y en la suma conjunta de las FNCER poseen decisiones donde es menor a 1, por lo tanto, se eliminan como opción. En la misma tabla se observa que el factor Rd se incumple a partir de la elección de 35 %.
- En la tabla 4.17 se concluye que las FNCER no usan más del 72,78 % de porcentaje del PC, debido a la interrupción de algunas de las condiciones técnicas de conexión, por lo tanto, la máxima reducción de las pérdidas es del 91,96 % alcanzado con el uso del 70 %. Se concluye entonces que el punto óptimo operativo para la red es el 70 % del PC, ya que cualquier aumento no mejora la reducción de las pérdidas y podría producir afectaciones negativas en la red.
- Los beneficios obtenidos por el OR no son equiparables con los obtenidos por las FNCER en el circuito y por lo tanto, no existe un punto de unión. Ver figura 4.4
- En el sistema de distribución de 215 nodos en Colombia existen usuarios cercanos físicamente, con lo cual son obtenidos óptimos locales de buena calidad, así cualquier aumento en el punto de conexión mayor a 20 % y menor que 60 % genera adecuadas condiciones técnicas del sistema y promueve la integración de la generación distribuida.

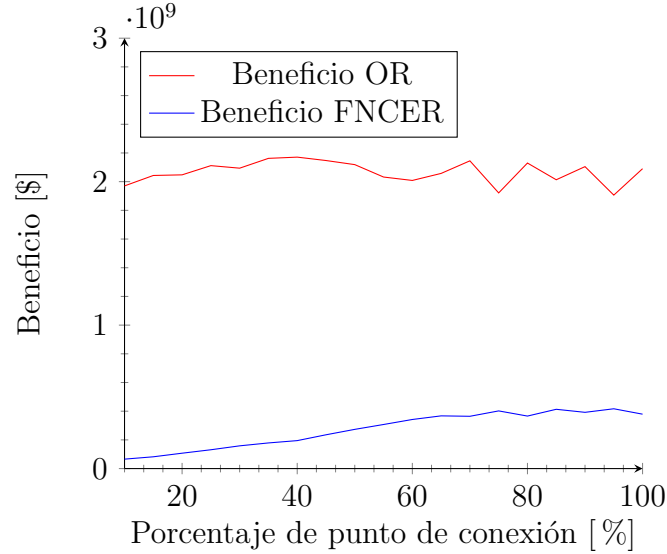


Figura 4.4: Comparación de beneficios para el sistema colombiano de 215 nodos nivel de tensión 1

Se aprecia como una decisión para el OR es incrementar el PC mayor 20 % ya que sus beneficios aumentan hasta el 45 %. Sin embargo su factor  $R_d$ , que representa la reducción de la relación beneficio-costo, es mayor a 0,1 a partir de 35 %. Por lo tanto, se concluye que el Equilibrio de Nash Perfecto para el sistema de 215 Nodos en el nivel de tensión 1 es incrementar el porcentaje de utilización del punto de conexión a 30 %, aunque la relación del conjunto de FNCER no sea mayor a uno, debido a la aparición de múltiples óptimos locales que integran GD y estos disminuyen la relación de los AGPE. A continuación, se presentan los beneficios que esto conlleva.

- Los beneficios para los GD aumentan en un 128,57 %, en contraste los beneficios de los AGPE se reducen en un 9,36 %, ya que la solución opta por instalar más GD que AGPE en el circuito.
- Los beneficios para el OR aumentan en un 2,46 % y sus costos en un 5,71 %, debido a los pagos por  $PB$  de los GD y AGPE con  $EXP_2$ , no obstante el valor de dichos beneficios, compensa el aumento de los costos.
- La potencia instalada en el circuito pasa de 6,75 kW a 13,25 kW, evidenciando un aumento del 96,3 %.

- La cantidad de usuarios que podrían convertirse en FNCER pasa de 4 a 6, dando la posibilidad de ingreso de manera óptima a 2 usuario adicional con inclusión de GD.
- Por último, la máxima reducción de pérdidas pasa de 52,13 % a 74,74 % provocando un aumento de 22,60 puntos porcentuales en la disminución de pérdidas técnicas.

Se concluye que, en todos los modelos de estudio, sin importar el nivel de tensión, arrojaron que no se utiliza un PC mayor al 60 % sin que tenga alguna afectación negativa como: Sobre tensión, flujos inversos o aumentos en las pérdidas del circuito. También se puede concluir que habilitar un punto de conexión menor al 15 % solo genera impactos negativos sobre los usuarios que en un futuro deseen convertirse en GD o AGPE. Por último, que el punto óptimo depende únicamente de las condiciones operativas de cada sistema, pero que siempre podrá ser mayor o igual al 20 %, garantizando beneficios para los OR, para el sistema nacional con una mejora en las pérdidas técnicas, y para los usuarios con FNCER aumentando su capacidad de generación y el número de usuarios por circuito.

A continuación, se presentan las conclusiones finales.

## Capítulo 5

### Conclusiones

De acuerdo con la creciente necesidad de fomentar el desarrollo de energías limpias en el territorio nacional, es necesario realizar periódicamente análisis de los índices de integración, por ejemplo, el índice de conexión para los niveles de tensión. Es en ese sentido que, en esta tesis se logra evaluar la normativa sobre las fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia, para la determinación óptima de índices de conexión; para ellos se utiliza un modelo matemático que reduce las pérdidas de energía en los sistemas de distribución con el uso de FNCER, teniendo en cuenta restricciones operativas y aquellas interpuestas por la resolución CREG 030 del 2018. Dentro de los aspectos relevantes de la metodología, destaca la implementación del algoritmo genético modificado de *Chu-Beasley* para la ubicación óptima de generación distribuida y el uso de la teoría de juego para realizar la estimación del equilibrio de Nash para los usuarios y operadores de red, utilizando los criterios de evaluación de beneficios y costos interpuestos por las resoluciones CREG.

Se puede concluir que los modelos matemáticos implementados, representan la operación de sistemas de distribución de energía eléctrica en nivel 1, 2 y 3, con generación distribuida; ya que incluyen restricciones operativas que garantizan su correcta operación, he incluyen la restricción del punto de conexión del circuito para FNCER, así como la estimación de los beneficios y costos, de acuerdo con lo interpuesto en el ámbito regulatorio colombiano.

Se pudo evidenciar que el algoritmo genético modificado de *Chu-Beasley*, permite la determinación de un punto óptimo operativo para los sistemas de distribución de energía eléctrica, logrando una reducción de pérdidas de energía mediante la ubicación de generación distribuida. El método realiza una alta exploración del espacio de solución, garantizando una población diversa en todo el ciclo generacional y hallando respuestas de buena calidad con

un esfuerzo computacional bajo.

Se determinó el “*Equilibrio de Nash*” mediante la evaluación de la diagonal principal de la matriz de pagos, identificando un nuevo punto operativo que optimiza las condiciones del sistema. Dado lo anterior se observa un mejoramiento de los ingresos para el conjunto de usuarios FNCER, sin que esta situación afecte drásticamente la relación beneficio-costos de los OR, trayendo como ventaja aspectos tales como: Desplazamiento de inversión en planes de expansión, mejoramiento en la matriz de generación, lo cual incide en las compras en el mercado mayorista y reducción de pérdidas en todos los niveles de tensión garantizando ingresos adicionales en cuanto a pérdidas reconocidas.

Por último, La normativa colombiana promueve, fomenta y brinda garantías para el ingreso de la generación distribuida en todo el territorio nacional, generando distintos mecanismos para su implementación y desarrollo. Sin embargo, se pudo comprobar que las condiciones técnicas de un circuito de distribución de energía eléctrica, pueden ser mejoradas habilitando un mayor porcentaje del punto de conexión, para la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable; y siempre que la integración se haga de manera paulatina y organizada, mediante una mejora a la regulación vigente que incluya el sector operativo y académico.

## Recomendaciones y trabajos futuros

- Las resoluciones deben ser aplicadas en modelos de prueba para determinar posibles errores, tales como, aquellos evidenciados en la ecuación para la valoración del precio de venta para los GD en la resolución CREG 030 de 2018, en el factor para referir de nivel 1 al STN. Éste debe ser actualizado de acuerdo a la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique.
- Una vez fijado el porcentaje de inclusión en el punto de conexión, se propone plantear un modelo con base en la teoría de juegos, para determinar cuál sería la mejor configuración de agentes GD y AGPE que maximicen los ingresos.
- Se propone como trabajo futuro, plantear un modelo de juego en donde se generen factores de incentivos y penalizaciones para aquellas situaciones donde el OR aumenta el índice de conexión y los usuarios no lo utilizan, de Éste modo diversificar la matriz de pagos para ambos jugadores.

- La integración de las FNCER genera un impacto directo en la facturación para los OR, se sugiere que sean propuestas metodologías de planeamiento de sistemas de distribución teniendo en cuenta el marco regulatorio para la generación distribuida.
- Se sugiere que sea incluido el tema de estocasticidad, que permita reconocer el comportamiento de la inclusión de las FNCER, y así realizar una verificación de las condiciones operativas de los circuitos bajo esta situación.
- Se recomienda realizar estudios que involucren de manera simultánea los niveles de tensión 1 y 2, esto con el fin de reconocer el impacto de las FNCER sobre dichos niveles operando simultáneamente.



# Bibliografía

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG0 119”,119, diciembre 21 de 2007.
- [2] “Ley 142”, Congreso de la República, Diario Oficial No. 41.433, julio 11 de 1994.
- [3] “Ley 143”, Congreso de la República, Diario Oficial No. 41.434,, julio 12 de 1994.
- [4] “Ley 1715”, Congreso de la República, Diario Oficial No. 49.150, mayo 13 de 2014.
- [5] “Ley 1665”, Congreso de la República, Diario Oficial No. 48.853, julio 16 de 2013.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Análisis a comentarios a la resolución CREG 121 de 2017”, Documento CREG 026, febrero 26 de 2018.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG0 030”,030, febrero 26 de 2018.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG0 038”,038, 2014.
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Solicitud de concepto Resolución CREG0 030”, 2019.
- [10] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG0 015”,015, enero 29 de 2018.
- [11] M. A. Albella. “Sistemas Fotovoltaicos”. *Master en Energía Renovables y Mercado Energético, Energía Solar Fotovoltaica, Escuela de Organización Industrial*.
- [12] Ministerio de educación - Gobierno Nacional.(mayo 27 de 2020). “Componentes de una instalación solar fotovoltaica”. [Online]. Available: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448614488.pdf>

- [13] IEEE Power and Energy Society, “Revisión y Presentación del estándar IEEE 1547”.
- [14] G. Gaudino, T. D. Lavello, “Guía para el uso de la norma IEEE 1547”, Comisión de Integración Energética Regional, Resumen de los capítulos del estándar, abril, 2016.
- [15] T. Basso, “IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid”, National Renewable Energy Laboratory, Reporte para la agencia de los Estados Unidos, Diciembre de 2014.
- [16] P. J. Zorzona, “Herramientas de planificación de generación distribuida renovable mediante sistemas de información geográfica”, Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industria, Universidad de la Rioja, España
- [17] S. Ramirez, *Redes de distribución de energía*, tercera edición, Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Enero de 2014.
- [18] A. C. Santacruz, C. Cañaveral “Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica con generación distribuida utilizando búsqueda TABÚ”, tesis de grado, Programa de ingeniería eléctrica, UTP, Pereira, Risaralda, 2014.
- [19] E. Prisner, *Game Theory Through Examples*, Electronic edition ISBN 978-1-61444-115-1, Published and Distributed by The Mathematical Association of America, 2014.
- [20] K. Leyton, Y. Shoham, *Essentials Of Game Theory*, by Morgan and Claypool, Morgan and Claypool Publishers series, 2018.
- [21] J. L. Gutiérrez, O. J. Salcedo y J. M. Sánchez, “Análisis del despacho económico de energía eléctrica en Colombia usando Teoría de Juegos”, *Espacios*, Vol 39, no. 42, pp. 22, junio de 2018.
- [22] C. Ponce “Planificación óptima de la generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica”, Zaragoza, España: Tesis doctoral Universidad de Zaragoza, 2010.
- [23] J. Dominguez, “Planeación de sistemas de distribución con generación distribuida usando un modelo matemático linealizado”, tesis de grado, Programa de ingeniería eléctrica, UTP, Pereira, Risaralda, 2016.
- [24] J. A. García, J. S. Valencia, “Ubicación Óptima de Generación Distribuida y Dispositivos de Protección Usando Optimización Matemática”, tesis de grado, Facultad de Ingenierías, Programa de ingeniería eléctrica, UTP, Pereira, Risaralda, 2018.

- [25] V. H. Cholota, “Impacto de la generación distribuida en redes de distribución, aplicada central hidroeléctrica MIRA”, tesis de grado, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2014.
- [26] P. A. Goyene, “Análisis De Integración De Generación Distribuida En Redes De Baja Tensión”, tesis de grado, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2013.
- [27] M. M. Chuqui, “Análisis De Generación Distribuida En Hogares y Edificaciones”, tesis de grado, Programa de ingeniería eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana - Sede Quito, Quito, Ecuador, 2016.
- [28] V. A. Gómez, C. Hernandez y E. Rivas, “Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)”, *Información Tecnológica*, Vol 29, no. 2, pp. 89-102, 2018.
- [29] S. Carvajal, D. V. M. Camargo, “Análisis de la regulación de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) en Colombia ¿Suficiencia o insuficiencia normativa?”, tesis de grado, Facultad de ciencias Jurídicas, PUJ, Bogota, Cundinamarca, 2019.
- [30] Beasley, J.E. E Chu, P. C. A Genetic Algorithm for the Generalized Assignment Problem. *Computers Operations Research*, 24(1), pp 17-23, 1997.
- [31] R. A. Gallego, E. M. Toro, and A. H. Escobar, Técnicas heurísticas y metaheurísticas. Editorial UTP, 2015

## Apéndice A

### Sistemas IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2

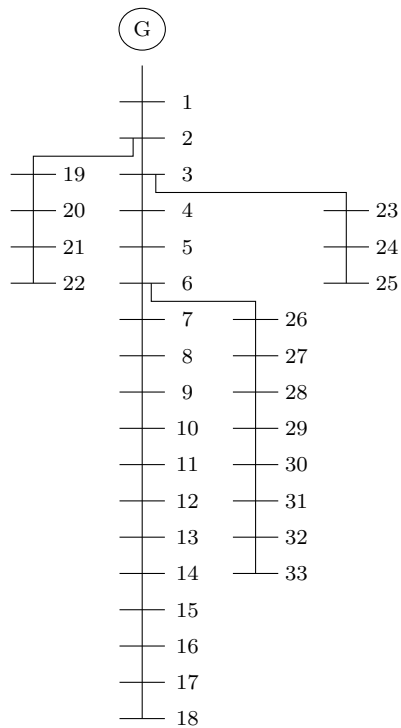


Figura A.1: Sistema IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2

Tabla A.1: Sistema IEEE de 33 nodos nivel de tensión 2

Nodo i	Nodo f	R[ $\Omega$ ]	X[ $\Omega$ ]	P[kW]	Q[VAr]
1	2	0,0922	0,0477	100	60
2	3	0,4930	0,2511	90	40
3	4	0,3660	0,1864	120	80
4	5	0,3811	0,1941	60	30
5	6	0,8190	0,7070	60	20
6	7	0,1872	0,6188	200	100
7	8	0,7114	0,2351	200	100
8	9	1,0300	0,7400	60	20
9	10	1,0400	0,7400	60	20
10	11	0,1966	0,0650	45	30
11	12	0,3744	0,1238	60	35
12	13	1,4680	1,1550	60	35
13	14	0,5416	0,7129	120	80
14	15	0,5910	0,5260	60	10
15	16	0,7463	0,5450	60	20
16	17	1,2890	1,7210	60	20
17	18	0,7320	0,5740	90	40
2	19	0,1640	0,1565	90	40
19	20	1,5042	1,3554	90	40
20	21	0,4095	0,4784	90	40
21	22	0,7089	0,9373	90	40
3	23	0,4512	0,3083	90	50
23	24	0,8980	0,7091	420	200
24	25	0,8960	0,7011	420	200
6	26	0,2030	0,1034	60	25
26	27	0,2842	0,1447	60	25
27	28	1,0590	0,9337	60	20
28	29	0,8042	0,7006	120	70
29	30	0,5075	0,2585	200	600
30	31	0,9744	0,9630	150	70
31	32	0,3105	0,3619	210	100
32	33	0,3410	0,5302	60	40



## Sistema IEEE de 136 nodos nivel de tensión 3



Tabla B.1: Sistema IEEE de 136 nodos nivel de tensión 3

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
1	2	0,1744	0,4025	0,00	0,00
2	3	0,0010	0,0023	47,78	19,01
3	4	0,1172	0,2706	42,55	16,93
4	5	0,0522	0,1205	87,02	34,62
5	6	0,0818	0,1887	311,31	123,86
6	7	0,0857	0,1978	148,87	59,23
7	8	0,0601	0,1387	238,67	94,96
7	9	0,0298	0,0298	62,30	24,79
9	10	0,2737	0,1440	124,60	49,57
9	11	0,0571	0,0570	140,18	55,77
11	12	0,2090	0,1099	116,81	46,47
11	13	0,4817	0,1652	249,20	99,15
11	14	0,0621	0,0620	291,45	115,95
14	15	0,2637	0,1387	303,72	120,84
14	16	0,0298	0,0298	215,40	85,70
16	17	0,1543	0,0811	198,59	79,01
1	18	0,1744	0,4025	0,00	0,00
18	19	0,0010	0,0023	0,00	0,00
19	20	0,1172	0,2706	0,00	0,00
20	21	0,0571	0,1319	30,13	14,73
21	22	0,3732	0,1963	230,97	112,92
21	23	0,0956	0,2206	60,26	29,46
23	24	0,1592	0,0838	230,97	112,92
23	25	0,0128	0,0296	120,51	58,92
25	26	0,0236	0,0546	0,00	0,00
26	27	0,0099	0,0227	56,98	27,86
27	28	0,0621	0,0620	364,67	178,28
28	29	0,0124	0,0124	0,00	0,00
29	30	0,0995	0,0524	124,65	60,94
30	31	0,2090	0,1099	56,98	27,86
29	32	0,0298	0,0298	0,00	0,00
32	33	0,0498	0,0262	85,47	41,79



Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
33	34	0,2189	0,1151	0,00	0,00
34	35	0,0597	0,0314	396,74	193,96
32	36	0,0397	0,0397	0,00	0,00
36	37	0,1941	0,1021	181,15	88,56
37	38	0,1393	0,0733	242,17	118,40
36	39	0,0298	0,0298	75,32	36,82
1	40	0,1744	0,4025	0,00	0,00
40	41	0,0621	0,1432	1,25	0,53
41	42	15,5580	0,5336	6,27	2,66
41	43	0,0010	0,0023	0,00	0,00
43	44	0,0364	0,0841	117,88	49,97
44	45	0,4279	0,2251	62,67	26,57
44	46	0,0335	0,0773	172,29	73,03
46	47	0,0690	0,1592	458,56	194,39
47	48	0,0325	0,0750	262,96	111,47
48	49	0,0601	0,1387	235,76	99,94
49	50	0,1490	0,1488	0,00	0,00
50	51	0,1490	0,1488	109,22	46,30
49	52	0,0236	0,0546	0,00	0,00
52	53	0,0138	0,0318	72,81	30,80
53	54	0,0315	0,0728	258,47	109,57
54	55	0,0158	0,0364	69,17	29,32
55	56	0,0108	0,0250	21,84	9,26
53	57	0,0571	0,1319	0,00	0,00
57	58	0,1344	0,0706	20,53	8,70
58	59	0,2190	0,1152	150,55	63,82
59	60	0,2637	0,1387	220,69	93,55
60	61	0,1742	0,0916	92,38	39,16
61	62	0,1095	0,0576	0,00	0,00
48	63	0,0729	0,1683	226,69	96,10
1	64	0,0039	0,0091	0,00	0,00
64	65	0,1419	0,3275	294,02	116,97
65	66	0,2009	0,4639	83,02	33,03
66	67	0,1734	0,4002	83,02	33,03

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
67	68	0,1724	0,3980	103,77	41,29
68	69	0,0896	0,2069	176,41	70,18
69	70	0,2936	0,1544	83,02	33,03
69	71	0,0305	0,0705	217,92	86,70
71	72	0,3683	0,1937	23,29	9,27
72	73	0,5375	0,2827	5,08	2,02
71	74	0,0354	0,0819	72,64	28,90
74	75	0,6950	0,2384	405,99	161,52
1	76	0,0059	0,0136	0,00	0,00
76	77	0,3832	0,8846	100,18	42,47
77	78	0,1182	0,2729	142,52	60,42
78	79	0,1093	0,2524	96,04	40,71
79	80	0,0246	0,0569	300,45	127,37
80	81	0,3253	0,3248	141,24	59,87
81	82	0,1788	0,1785	279,85	118,63
82	83	0,2986	0,1571	87,31	37,01
82	84	0,0571	0,0570	243,85	103,37
84	85	0,2986	0,1571	247,75	105,03
1	86	0,0059	0,0136	0,00	0,00
86	87	0,2197	0,5071	89,88	38,10
87	88	0,0551	0,0716	1137,28	482,11
87	89	0,2305	0,5321	458,34	194,30
89	90	0,0395	0,0135	385,20	163,29
90	91	0,0404	0,0932	0,00	0,00
91	92	0,1744	0,4025	79,61	33,75
92	93	0,0443	0,1023	87,31	37,01
93	94	0,0699	0,1615	0,00	0,00
94	95	0,1540	0,1537	74,00	31,37
95	96	0,1142	0,1141	232,05	98,37
96	97	0,1391	0,1389	141,82	60,12
94	98	0,0542	0,1251	0,00	0,00
98	99	0,0709	0,1637	76,45	32,41
1	100	0,0049	0,0114	0,00	0,00
100	101	0,0887	0,2047	51,32	21,76

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
101	102	0,0621	0,1433	59,87	25,38
102	103	12,0040	0,4117	9,07	3,84
102	104	0,2394	0,5526	2,09	0,89
104	105	0,3655	0,8437	16,74	7,09
105	106	0,2404	0,5549	1506,52	638,63
106	107	0,1066	0,1385	313,02	132,69
107	108	0,1121	0,1456	79,83	33,84
108	109	0,2886	0,1518	51,32	21,76
109	110	0,2837	0,1492	0,00	0,00
108	111	0,0239	0,0310	202,44	85,82
111	112	0,2488	0,1309	60,82	25,78
112	113	0,4529	0,2382	45,62	19,34
113	114	0,2986	0,1571	0,00	0,00
109	115	0,4081	0,2147	157,07	66,58
115	116	0,5673	0,2984	0,00	0,00
110	117	0,5773	0,3036	250,15	106,04
117	118	0,2488	0,1309	0,00	0,00
105	119	0,1694	0,3911	69,81	29,59
119	120	0,0768	0,1774	32,07	13,60
120	121	0,0650	0,1501	61,08	25,89
1	122	0,0059	0,0136	0,00	0,00
122	123	0,3408	0,7868	94,62	46,26
123	124	0,0236	0,0546	49,86	24,38
124	125	0,2764	0,0948	123,16	60,21
124	126	0,0108	0,0250	78,35	38,30
126	127	0,2787	0,1466	145,48	71,12
126	128	0,0512	0,1183	21,37	10,45
128	129	0,0621	0,1433	74,79	36,56
128	130	0,0729	0,1683	227,93	111,43
130	131	0,0227	0,0523	35,61	17,41
131	132	0,0483	0,1114	249,30	121,88
132	133	0,0847	0,1956	316,72	154,84
133	134	0,1987	0,1984	333,82	163,20
134	135	0,2086	0,2083	249,30	121,88

<b>Nodo i</b>	<b>Nodo f</b>	<b>R[Ω]</b>	<b>X[Ω]</b>	<b>P[kW]</b>	<b>Q[KVAr]</b>
135	136	0,1540	0,1537	0,00	0,00

## Apéndice C

### Sistema colombiano de 46 nodos nivel de tensión 1

Tabla C.1: Sistema colombiano de 46 nodos nivel de tensión 1

Nodo i	Nodo f	R[ $\Omega$ ]	X[ $\Omega$ ]	P[kW]	Q[KVAr]
1	9	0,1031	0,0069	0,1052	0,0346
1	10	0,0458	0,0031	0,1587	0,0522
1	11	0,0479	0,0032	1,5575	0,5119
1	12	0,0583	0,0039	0,3730	0,1226
1	13	0,0740	0,0049	0,2381	0,0783
2	14	0,0312	0,0021	0,1964	0,0646
2	3	0,0315	0,0090	0,0000	0,0000
3	5	0,0093	0,0027	0,0000	0,0000
3	8	0,0225	0,0064	0,0000	0,0000
2	4	0,0346	0,0099	0,0000	0,0000
4	6	0,0230	0,0066	0,0000	0,0000
2	15	0,0711	0,0047	0,2619	0,0861
2	16	0,0627	0,0042	0,0000	0,0000
2	17	0,0540	0,0036	0,7679	0,2524
2	18	0,0422	0,0028	0,1190	0,0391
2	19	0,0540	0,0036	0,8750	0,2876
2	20	0,0509	0,0034	0,1171	0,0385
2	21	0,0535	0,0036	0,0635	0,0209

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
2	22	0,0573	0,0038	0,6508	0,2139
5	23	0,0340	0,0023	0,1429	0,0470
5	24	0,0248	0,0017	2,1091	0,6932
5	25	0,0276	0,0018	5,2262	1,7178
5	26	0,0258	0,0017	0,0595	0,0196
5	27	0,0553	0,0037	1,0437	0,3430
5	28	0,0271	0,0018	4,1429	1,3617
4	29	0,0305	0,0020	0,1806	0,0593
4	30	0,0427	0,0028	0,1806	0,0593
4	31	0,0225	0,0015	0,5119	0,1683
4	32	0,0299	0,0020	0,3214	0,1056
4	33	0,0463	0,0031	0,0000	0,0000
4	34	0,0576	0,0038	0,1786	0,0587
6	35	0,0187	0,0012	0,0734	0,0241
7	1	0,0009	0,0002	0,0000	0,0000
5	37	0,0340	0,0023	0,0000	0,0000
8	38	0,0386	0,0026	1,0655	0,3502
8	39	0,0271	0,0018	0,1806	0,0593
2	40	0,0530	0,0035	0,2044	0,0672
4	41	0,0276	0,0018	0,1806	0,0593
2	42	0,0143	0,0010	0,0119	0,0039
6	7	0,0186	0,0053	0,0000	0,0000
1	46	0,0530	0,0035	0,2460	0,0809
2	47	0,0576	0,0038	0,2698	0,0887
1	48	0,0591	0,0039	0,1786	0,0587
6	49	0,0412	0,0027	0,1766	0,0580
2	50	0,0013	0,0001	0,5813	0,1911

## Apéndice D

### Sistema colombiano de 215 nodos nivel de tensión 1

Tabla D.1: Sistema colombiano de 215 nodos nivel de tensión 1

Nodo i	Nodo f	R[ $\Omega$ ]	X[ $\Omega$ ]	P[kW]	Q[KVAr]
26	192	0,0243	0,0016	0,167	0,170
26	193	0,0274	0,0018	0,252	0,257
26	194	0,0330	0,0022	0,123	0,126
26	195	0,0415	0,0028	0,218	0,223
26	196	0,0509	0,0034	0,125	0,128
108	197	0,0305	0,0020	0,240	0,245
108	198	0,0274	0,0018	0,181	0,184
108	199	0,0248	0,0017	0,258	0,263
108	200	0,0279	0,0019	0,321	0,328
108	201	0,0128	0,0009	0,321	0,328
108	202	0,0151	0,0010	0,292	0,298
107	191	0,0381	0,0025	0,194	0,198
107	190	0,0276	0,0018	0,163	0,166
107	189	0,0184	0,0012	0,260	0,265
107	188	0,0161	0,0011	0,167	0,170
107	187	0,0251	0,0017	0,115	0,117
107	186	0,0348	0,0023	0,206	0,211
103	169	0,0307	0,0020	0,246	0,251

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
101	167	0,0169	0,0011	0,214	0,219
103	168	0,0156	0,0010	0,069	0,071
105	172	0,0353	0,0024	0,744	0,759
105	173	0,0269	0,0018	0,200	0,204
106	175	0,0809	0,0054	0,097	0,099
106	176	0,0466	0,0031	0,139	0,142
106	177	0,0330	0,0022	0,093	0,095
106	178	0,0220	0,0015	0,111	0,113
29	179	0,0184	0,0012	0,141	0,144
29	180	0,0189	0,0013	0,046	0,047
106	181	0,0338	0,0023	0,238	0,243
106	182	0,0612	0,0041	0,185	0,188
97	152	0,0374	0,0025	0,696	0,711
96	149	0,0276	0,0018	0,292	0,298
96	150	0,0351	0,0023	0,060	0,061
97	154	0,0284	0,0019	0,095	0,097
66	140	0,0435	0,0029	0,540	0,551
66	139	0,0553	0,0037	0,202	0,207
89	126	0,0141	0,0009	0,490	0,500
89	125	0,0212	0,0014	0,131	0,134
3	116	0,0366	0,0024	0,087	0,089
3	115	0,0241	0,0016	0,317	0,324
88	41	0,0136	0,0009	0,397	0,405
87	117	0,0256	0,0017	0,161	0,164
94	145	0,0210	0,0014	0,087	0,089
94	147	0,0253	0,0017	0,087	0,089
94	148	0,0363	0,0024	0,220	0,225
98	156	0,0223	0,0015	0,323	0,330
98	157	0,0315	0,0021	0,192	0,196
99	158	0,0269	0,0018	0,040	0,040
99	159	0,0164	0,0011	0,153	0,156
99	42	0,0113	0,0008	0,141	0,144
99	160	0,0171	0,0011	0,147	0,150
99	161	0,0302	0,0020	0,159	0,162



Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
100	162	0,0136	0,0009	0,157	0,160
100	163	0,0402	0,0027	0,109	0,111
100	164	0,0187	0,0012	0,226	0,231
101	165	0,0148	0,0010	0,161	0,164
101	166	0,0105	0,0007	0,111	0,113
109	211	0,0276	0,0018	0,121	0,124
109	209	0,0110	0,0007	0,149	0,152
109	208	0,0133	0,0009	0,171	0,174
22	207	0,0225	0,0015	0,335	0,342
22	206	0,0279	0,0019	0,175	0,178
22	86	0,0453	0,0030	0,236	0,241
22	205	0,0361	0,0024	0,234	0,239
110	204	0,0148	0,0010	0,234	0,239
110	43	0,0141	0,0009	0,085	0,087
110	203	0,0287	0,0019	0,468	0,478
98	155	0,0302	0,0020	0,175	0,178
98	85	0,0292	0,0019	0,113	0,115
112	216	0,0299	0,0020	0,244	0,249
112	217	0,0159	0,0011	0,065	0,067
112	218	0,0171	0,0011	0,323	0,330
113	74	0,0218	0,0015	0,185	0,188
113	75	0,0133	0,0009	0,268	0,273
113	76	0,0169	0,0011	0,349	0,356
113	77	0,0312	0,0021	0,135	0,138
114	78	0,0171	0,0011	0,252	0,257
114	79	0,0156	0,0010	0,212	0,217
114	80	0,0427	0,0028	0,113	0,115
114	81	0,0340	0,0023	0,173	0,176
114	82	0,0294	0,0020	0,196	0,200
113	73	0,0535	0,0036	0,194	0,198
113	72	0,0445	0,0030	0,175	0,178
113	71	0,0343	0,0023	0,026	0,026
113	70	0,0317	0,0021	0,335	0,342
112	69	0,0578	0,0039	0,089	0,091

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
112	68	0,0394	0,0026	0,258	0,263
112	219	0,0310	0,0021	0,256	0,261
111	212	0,0312	0,0021	0,105	0,107
111	215	0,0330	0,0022	0,085	0,087
6	144	0,0476	0,0032	0,206	0,211
94	143	0,0320	0,0021	0,153	0,156
94	142	0,0379	0,0025	0,105	0,107
3	118	0,0402	0,0027	0,210	0,215
3	120	0,0507	0,0034	0,030	0,030
3	121	0,0568	0,0038	0,196	0,200
89	122	0,0320	0,0021	0,367	0,375
92	133	0,0356	0,0024	0,373	0,381
92	135	0,0438	0,0029	0,224	0,229
92	130	0,0757	0,0050	0,327	0,334
92	129	0,0120	0,0008	0,534	0,545
92	128	0,0415	0,0028	0,121	0,124
92	127	0,0596	0,0040	0,427	0,435
66	136	0,0489	0,0033	0,712	0,727
66	137	0,0356	0,0024	0,054	0,055
66	138	0,0243	0,0016	0,409	0,417
106	185	0,0274	0,0018	0,153	0,156
94	141	0,0425	0,0028	0,230	0,235
92	134	0,0325	0,0022	0,282	0,287
105	174	0,0161	0,0011	0,004	0,004
92	132	0,0440	0,0029	0,058	0,059
106	184	0,0484	0,0032	0,097	0,099
92	33	0,0972	0,0065	0,685	0,698
92	131	0,0589	0,0039	0,698	0,713
89	123	0,0315	0,0021	0,272	0,277
111	213	0,0294	0,0020	0,034	0,034
111	214	0,0389	0,0026	0,121	0,124
109	210	0,0177	0,0012	0,171	0,174
105	170	0,0363	0,0024	0,018	0,018
96	151	0,0136	0,0009	0,113	0,115

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
97	153	0,0248	0,0017	0,125	0,128
106	183	0,0491	0,0033	0,155	0,158
105	171	0,0246	0,0016	0,177	0,180
106	34	0,0678	0,0045	1,260	1,286
3	119	0,0438	0,0029	0,244	0,249
94	146	0,0143	0,0010	0,077	0,079
89	124	0,0376	0,0025	0,105	0,107
112	36	0,0328	0,0022	0,002	0,002
6	37	0,0589	0,0039	0,692	0,707
94	38	0,0317	0,0021	0,200	0,204
6	39	0,0486	0,0032	0,141	0,144
3	40	0,0422	0,0028	0,042	0,043
66	44	0,0389	0,0026	0,206	0,211
106	45	0,0578	0,0039	0,113	0,115
92	46	0,0340	0,0023	0,123	0,126
66	47	0,0417	0,0028	0,222	0,227
107	48	0,0123	0,0008	0,187	0,190
66	49	0,0376	0,0025	0,313	0,320
66	50	0,0450	0,0030	0,179	0,182
106	51	0,0696	0,0046	0,224	0,229
111	52	0,0402	0,0027	0,222	0,227
100	53	0,0136	0,0009	0,075	0,077
112	54	0,0627	0,0042	0,149	0,152
26	55	0,0450	0,0030	0,185	0,188
105	56	0,0317	0,0021	0,185	0,188
98	57	0,0386	0,0026	0,563	0,575
92	58	0,0202	0,0013	0,272	0,277
113	59	0,0519	0,0035	0,131	0,134
9	60	0,0415	0,0028	0,000	0,000
9	61	0,0351	0,0023	0,024	0,024
87	62	0,0146	0,0010	1,726	1,761
26	63	0,0269	0,0018	0,014	0,014
90	1	0,0093	0,0043	0,000	0,000
88	2	0,0004	0,0002	0,000	0,000

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
88	3	0,0011	0,0003	0,000	0,000
90	4	0,0257	0,0073	0,000	0,000
4	5	0,0004	0,0002	0,000	0,000
7	6	0,0009	0,0003	0,000	0,000
2	7	0,0111	0,0051	0,000	0,000
95	8	0,0022	0,0010	0,000	0,000
97	9	0,0012	0,0003	0,000	0,000
95	10	0,0093	0,0042	0,000	0,000
24	11	0,0080	0,0037	0,000	0,000
11	12	0,0080	0,0037	0,000	0,000
95	13	0,0054	0,0025	0,000	0,000
13	14	0,0004	0,0002	0,000	0,000
14	15	0,0096	0,0044	0,000	0,000
15	16	0,0080	0,0037	0,000	0,000
16	17	0,0074	0,0034	0,000	0,000
102	18	0,0055	0,0025	0,000	0,000
102	19	0,0082	0,0038	0,000	0,000
19	20	0,0022	0,0010	0,000	0,000
20	21	0,0004	0,0002	0,000	0,000
20	22	0,0009	0,0002	0,000	0,000
21	23	0,0093	0,0042	0,000	0,000
10	24	0,0031	0,0014	0,000	0,000
104	25	0,0089	0,0041	0,000	0,000
27	26	0,0005	0,0002	0,000	0,000
104	27	0,0122	0,0056	0,000	0,000
27	28	0,0158	0,0073	0,000	0,000
25	29	0,0166	0,0076	0,000	0,000
18	31	0,0004	0,0002	0,000	0,000
104	32	0,0070	0,0032	0,000	0,000
90	65	0,0175	0,0050	0,000	0,000
65	66	0,0014	0,0004	0,000	0,000
89	67	0,0004	0,0002	0,000	0,000
98	83	0,0031	0,0013	0,000	0,000
87	88	0,0001	0,0001	0,000	0,000

Nodo i	Nodo f	R[Ω]	X[Ω]	P[kW]	Q[KVAr]
88	89	0,0086	0,0040	0,000	0,000
89	90	0,0079	0,0036	0,000	0,000
1	91	0,0049	0,0014	0,000	0,000
4	92	0,0010	0,0003	0,000	0,000
5	93	0,0059	0,0027	0,000	0,000
7	94	0,0013	0,0004	0,000	0,000
7	95	0,0102	0,0047	0,000	0,000
8	96	0,0009	0,0002	0,000	0,000
8	97	0,0072	0,0033	0,000	0,000
13	98	0,0014	0,0004	0,000	0,000
15	99	0,0010	0,0003	0,000	0,000
16	100	0,0009	0,0003	0,000	0,000
17	101	0,0009	0,0003	0,000	0,000
17	102	0,0033	0,0015	0,000	0,000
31	103	0,0005	0,0002	0,000	0,000
31	104	0,0092	0,0042	0,000	0,000
25	105	0,0005	0,0002	0,000	0,000
29	106	0,0005	0,0002	0,000	0,000
27	107	0,0005	0,0002	0,000	0,000
28	108	0,0005	0,0002	0,000	0,000
19	109	0,0010	0,0003	0,000	0,000
23	110	0,0009	0,0002	0,000	0,000
10	111	0,0014	0,0004	0,000	0,000
24	112	0,0007	0,0002	0,000	0,000
11	113	0,0014	0,0004	0,000	0,000
12	114	0,0010	0,0003	0,000	0,000